



Projekt:

Wariantowa koncepcja rozwoju Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w
Skierniewicach

Zamawiający:

Energetyka Ciepła Sp z o.o. w Skierniewicach

Strona:

1/71

Wariantowa koncepcja rozwoju Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skierniewicach

 Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska INSTYTUT BADAŃ STOSOWANYCH POLITECHNIKI WARSZAWSKIEJ	Projekt: Wariantowa koncepcja rozwoju Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skierniewicach
	Zamawiający: Energetyka Ciepła Sp z o.o. w Skierniewicach

Strona:
2/71

Wariantowa koncepcja rozwoju Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skierniewicach

Umowa z dnia 12.04.2021 r.

Zamawiający:

Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Skierniewicach

ul. Przemysłowa 2

96-100 Skierniewice

NIP: 718-000-01-45; REGON 45018317

Zleceniobiorca:

INSTYTUT BADAŃ STOSOWANYCH POLITECHNIKI WARSZAWSKIEJ Sp. z o.o.

Siedziba:

ul. St. Noakowskiego 18/20, 00-668 Warszawa

KRS: 0000440779, REGON 146402159, NIP 7010360620

Biuro i adres do korespondencji:

Budynek Centrum Zarządzania Innowacjami i Transferem Technologii (CZliTT)

Piętro IV, pokój 4.18, ul. Rektorska 4, 00-614 Warszawa

tel. +48 22 234 70 52, email: biuro@ibs.pw.edu.pl

Autorzy:

dr hab. inż. Wojciech Bujalski – kierownik pracy

dr inż. Kamil Futyma

dr hab. inż.. Piotr Krawczyk

prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski

mgr inż. Krzysztof Melka

Mgr inż. Kamil Pluta



SPIS TREŚCI

1	Wstęp	5
2	Podstawowe dane o obiekcie.....	5
3	Analizy uwarunkowań zewnętrznych funkcjonowania	8
3.1	Cel i zakres analizy	8
3.2	Analiza uwarunkowań zewnętrznych funkcjonowania ciepłowni, ze szczególnym uwzględnieniem polityki energetycznej UE i Polski, w tym perspektywy uwarunkowań formalnych, których celem jest uzyskanie przez UE i Polskę neutralności klimatycznej w 2050 r., zgodnie z zasadami koncepcji „zielonego ładu”	8
3.2.1	Polityka energetyczno - klimatyczna EU.....	9
3.2.2	Konkluzje BAT – dyrektywa IED	16
3.2.3	Europejski Zielony Ład	17
3.2.4	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.	19
3.2.5	Podsumowanie	21
3.3	Identyfikacja szczegółowych ograniczeń emisyjnych dla istniejących źródeł wytwórczych, obowiązujących Spółkę w perspektywie 2030 r.....	23
3.3.1	Ogólna charakterystyka ciepłowni	23
3.3.2	Wymogi emisyjne wynikające z dyrektywy IED i konkluzji BAT LCP	25
3.4	Spalanie RDF w kontekście przepisów EU-ETS	26
3.4.1	Uwarunkowania formalno - prawne	26
3.4.2	Charakterystyka frakcji paliwa alternatywnego RDF.....	27
4	Ocena przyszłych zmian (do roku 2030) wielkości zamówienia i zapotrzebowania na ciepło.....	28
5	Warianty modernizacji	31
5.1	Wariant Bio-6 + PC.....	33
5.2	Wariant Bio-12 + PC	39
5.3	Wariant Bio-12	42



5.4	Zabudowa akumulatora (zasobnika) ciepła.....	45
5.5	Porównanie wariantów	46
6	Analiza ekonomiczna	48
6.1	Założenie do analizy ekonomicznej	49
6.1.1	Założenia techniczne	49
6.1.2	Wycena nakładów inwestycyjnych.....	49
6.2	Prognoza cen nośników energii i pozwoleń na emisję CO ₂	52
6.3	Oszacowanie przepływów finansowych w poszczególnych latach eksploatacji	55
6.3.1	Bilanse energetyczne.....	55
6.4	Wyniki analizy ekonomicznej	56
6.4.1	Analiza wrażliwości.....	59
6.5	Analiza ekonomiczna zasobnika	60
6.6	Wnioski z analizy ekonomicznej	61
7	Analiza SWAT	62
8	Długoterminowa wizja rozwoju systemu ciepłowniczego	64
9	Identyfikacja możliwych źródeł pozyskania środków zewnętrznych na realizację inwestycji	68
9	Podsumowanie i rekomendacje	69
11	Bibliografia.....	71



1 WSTĘP

Niniejszy raport pt. „Strategia rozwoju Energetyki Ciepłej Sp z o.o. w Skierniewicach na lata 2021-2050” został przygotowany na podstawie umowy nr 10/2021/DAK z dnia 12.04.2021 r. Przedstawiono w niej najważniejsze wyniki analiz przeprowadzonych przez Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej sp. z o.o. (IBS PW). Zgodnie z umową, techniczne koncepcje modernizacji podlegające szczegółowym analizom uzgodniono z Zamawiającym i tylko te zostały przedstawione w raporcie. Analizy efektywności ekonomicznej proponowanych i zaakceptowanych wariantów modernizacji oraz szczegółowe wytyczne dotyczą horyzontu 20 lat. Ze względu na występującą dynamikę zmian cen (głównie wzrostu cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla) oraz kosztów inwestycji, działania modernizacyjne podjęte na podstawie przeprowadzonych analiz powinny zostać rozpoczęte w przeciągu najbliższych 2 - 3 lat. Zaproponowana koncepcja modernizacji wpisuje się w działania konieczne do uzyskania neutralności klimatycznej Polski do 2050 roku. W raporcie przedstawiono ogólną prognozę zmian jakie czeka krajowe ciepłownictwo, a tym tle perspektywy PEC Skierniewce na 30 najbliższych lat. Zawarte w raporcie wyniki były wielokrotnie dyskutowane ze Zleceniodawcą oraz opierają się na doświadczeniu zespołu IBS PW uczestniczącego w projektach dotyczących działań strategicznych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

2 PODSTAWOWE DANE O OBIEKCIE

Obiekt stanowi główne źródło ciepła w Skierniewicach, z technologicznego punktu widzenia jest ciepłownią. Został zbudowany jako ciepłownia o klasycznym układzie technologicznym, który obowiązywał w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Jednostkami wytwarzającymi ciepło są kotły węglowe (wykaz w tabeli poniżej) zlokalizowane w hali kotłów, stacji uzdatniania wody, układu odgazowania wody oraz pompowni. Zestawienie podstawowych danych o kotłach przedstawiono w tabeli 1. Stan techniczny kotłów ocenia się jako dobry. Kotły spełniają wymogi norm jakości powietrza wynikające z obecnych przepisów prawa.

Tabela 1. Zestawienie podstawowych danych o jednostkach wytwórczych obecnie zainstalowanych w ciepłowni

Lp.	Typ kotła	Moc cieplownicza, MW	Rok budowy
1	WR-10-011	12,48	1981
2	WRm 29,07	29,07	1994
3	WR-25-013	29,07	1981
4	WR-25-014	29,07	1686
	łącznie	99,69	



Kotły wyposażone są w instalacje redukcja zanieczyszczeń, w tym pyłu i związków siarki w spalinach emitowanych z istniejących kotłów węglowych WR-10 nr 1, WR-25 nr 2, WR-25 nr 3, WRm-29 nr 4. Głównymi elementami instalacji oczyszczania spalin są filtr workowy oraz reaktor fluidalny. Oczyszczanie przebiega dwustopniowo. W pierwszej fazie, gazy podczyszczone są w cyklodfiltrach, a następnie trafiają do stacji odsiarczania, gdzie w reaktorze fluidalnym usuwany jest dwutlenek siarki. Końcowe oczyszczanie spalin odbywa się przy wykorzystaniu filtra workowego. Sorbent z którym reaguje dwutlenek siarki (wapno hydratyzowane), dozowany jest do reaktora za pomocą układów transportu niskociśnieniowego. Odpad z instalacji, częściowo zawracany jest do reaktora (za pomocą rynny aeracyjnej), natomiast odpad nieprzereagowany odprowadzony jest z układu bezpośrednio do silosu. Sorbent i odpad magazynowane jest w dwóch zbiornikach pionowych.

W dniu 07.01.2021 oddane zostały do eksploatacji kompletne instalacje odazotowania spalin dla trzech kotłów - 1 x WR10 i 2 x WR25 w EC Skierniewice. Dla potrzeb redukcji tlenków azotu NO_x firma I4TECH sp z o.o. zaprojektowała i wykonała instalacje odazotowania spalin przy wykorzystaniu metody niekatalitycznej z zastosowaniem wodnego roztworu mocznika (dalej nazywany w skrócie metodą SNCR). Zestawienie podstawowych danych o instalacji SNCR przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Zestawienie podstawowych danych o SNCR

lp.	Parametr	Jednostka	Wartość, kolejno dla kotła K1/K2 i K3
1.	Emisja NO _x za instalacją	mg/m ³ u (dla 6 % obj. O ₂ w spalinach suchych, NO _x jako NO ₂)	270
2.	Ciśnienie atmosferyczne	hPa	1013
3.	Udział masowy mocznika	% mas.	32,5
4.	Zapotrzebowanie powietrza sprężonego dla instalacji odazotowania (chłodzenie / odazotowanie)	m ³ n/h	18 / 36 56/86
5.	Zapotrzebowanie wodnego roztworu mocznika	l/h	10/30

Proces rozbudowy i modernizacji ciepłowni poprzez zabudowę gazowych silników tłokowych (agregatów kogeneracyjnych) spowodował, że ciepłownia rozpocznie również wytwarzanie energii elektrycznej co de facto uczyniło ją elektrociepłownią. Docelowo obiekt ma dysponować czterema jednostkami kogeneracyjnymi o mocy elektrycznej 2 MW każdy. Ciepło odzyskiwane z układów silnika będzie wykorzystywane do podgrzewania wody sieciowej. W wyniku tej inwestycji moc ciepłownicza obiektu wzrośnie o 8 MW. Zestawienie podstawowych danych o silnikach przedstawiono w tabeli 2.



Zakład się, że układ kogeneracyjny będzie latem zapewniał pokrycie potrzeb na ciepłą wodę użytkową, co pozwoli w tym okresie całkowicie odstawić kotły węglowe. Podczas sezonu grzewczego będzie pokrywał podstawę obciążenia cieplnego kotłowni, co pozwoli obniżyć wymaganą moc kotłów węglowych.

Układ będzie podłączony do istniejącej instalacji w rurociąg powrotny z sieci przed istniejącymi pompami obiegowymi, które niezmiennie będą pełnić tę samą rolę. W okresie grzewczym będzie realizowane połączenie szeregowo, przez co ciepło z agregatów będzie podgrzewać wodę wracającą z sieci zanim dotrze ona do kotłów węglowych. W okresie letnim kotły węglowe będą pomijane, a pompy poprzeczne przejmą funkcję pomp obiegowych.

Odzysk ciepła z kogeneracji odbywał się będzie poprzez chłodzenie bloku silnika, oleju, spalin oraz mieszanki paliwowo-powietrznej. Obiegi chłodzące będą hydraulicznie oddzielone od wody sieciowej.

Na potrzeby jednostek kogeneracyjnych i wszystkich urządzeń oraz instalacji z nimi związanych zbudowano oddzielny budynek elektrociepłowni wraz z niezbędną infrastrukturą.

Tabela 3 Zestawienie podstawowych danych technicznych agregatów kogeneracyjnych jakie obecnie (lipiec 2021) są instalowane

Wielkość	Wartość i jednostka
Prędkość obrotowa	1500 rpm
Współczynnik kompresji	12.1:1
Paliwo	Gaz ziemny
NOx	250-500 mg/Nm ³
Pobór paliwa +-1,5%	489 Nm ³ /h
Pobór powietrza do spalania (war. norm.)	8329 m ³ /h
Temperatur spalin	391°C
Przepływ spalin	11133 kg/h
Temperatura w obiegu wysokotemperaturowym	99/92°C
Temperatura w obiegu niskotemperaturowym	53/48°C
Moc obiegu niskotemperaturowego	219 kW
Moc obiegu wysokotemperaturowego	1057 kW
Ciepło do odzyskania ze spalin	919 kW
Długość zespołu	7395 mm
Szerokość zespołu	2139 mm
Wysokość zespołu	2402 mm
Masa zespołu	18 t



3 ANALIZY UWARUNKOWAŃ ZEWNĘTRZNYCH FUNKCJONOWANIA

3.1 CEL I ZAKRES ANALIZY

W pracy przedstawiono wyniki analizy uwarunkowań środowiskowych, które będą obowiązywały Energetyką Ciepłą Sp. z o.o. w Skierniewicach w przyszłości zgodnie z zasadami „zielonego ładu”.

Zakres analizy obejmuje:

- 1) Analizę uwarunkowań zewnętrznych funkcjonowania ciepłowni, ze szczególnym uwzględnieniem polityki energetycznej UE i Polski, w tym perspektywy uwarunkowań formalnych, których celem jest uzyskanie przez UE i Polskę neutralności klimatycznej w 2050 r., zgodnie z zasadami koncepcji „zielonego ładu”.
- 2) Identyfikację szczegółowych ograniczeń emisyjnych dla istniejących źródeł wytwórczych, obowiązujących Spółkę w perspektywie 2030 r.

3.2 ANALIZA UWARUNKOWAŃ ZEWNĘTRZNYCH FUNKCJONOWANIA CIEPŁOWNI, ZE SZCZEGÓLNYM UWZGLĘDNIENIEM POLITYKI ENERGETYCZNEJ UE I POLSKI, W TYM PERSPEKTYWY UWARUNKOWAŃ FORMALNYCH, KTÓRYCH CELEM JEST UZYSKANIE PRZEZ UE I POLSKĘ NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ W 2050 R., ZGODNIE Z ZASADAMI KONCEPCJI „ZIELONEGO ŁADU”

Polityka energetyczna UE w obszarze ochrony środowiska naturalnego przede wszystkim koncentruje się na redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń, pochodzących ze spalania paliw kopalnych, wykorzystywanych w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W obszarze ograniczania emisji gazów cieplarnianych sukcesywnie zaostrzane są wymogi. Główne cele w zakresie klimatu i energii zostały określone najpierw w pakiecie energetyczno – klimatycznym na rok 2020, następnie w ramach polityki energetyczno - klimatycznej do roku 2030 i obecnie poprzez długoterminową strategię w celu przekształcenia UE w gospodarkę neutralną klimatycznie na 2050 r. Dlatego też w grudniu 2020 r. został opublikowany Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu dla Unii Europejskiej i jej obywateli (. Oprócz redukcji gazów cieplarnianych, przewiduje się wdrożyć plan działań dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym. Priorytetem będzie ograniczanie zużycia materiałów i ich ponowne wykorzystywanie. Ponadto Komisja dokona przeglądu unijnych środków dotyczących ograniczenia zanieczyszczeń pochodzących z dużych instalacji przemysłowych, czego przykładem jest rozpoczęta w marcu 2020 r. rewizja Dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywa IED).



3.2.1 Polityka energetyczno - klimatyczna EU

Polityka energetyczno - klimatyczna UE jest realizowana przez liczne akty prawne, które razem tworzą tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny. Do najważniejszych z nich należą:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa OZE);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (dyrektywa ETS);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EE);

Dokumenty te są filarami z jednej strony polityki energetycznej, prowadzącej do systematycznego wzrostu udziału źródeł odnawialnych oraz obniżenia zużycia energii, a z drugiej – prowadzącej do obniżenia emisji gazów cieplarnianych poprzez kreowanie dodatkowej presji cenowej m. in. na wytwórców energii elektrycznej poprzez system handlu uprawnieniami do emisji. Najważniejszymi celami, wynikającymi z ww. dyrektyw na 2030 r. są:

- zapewnienie co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii;
- ograniczenie o co najmniej 40% emisji gazów cieplarnianych;
- poprawa efektywności energetycznej o co najmniej 32,5%.

Obowiązkiem państw członkowskich UE jest implementacja zapisów przedmiotowych dyrektyw do ustawodawstwa krajowego.

3.2.1.1 Dyrektywa OZE

W ramach tzw. Pakietu Zimowego (ang. Winter Package) Komisja Europejska (KE) poddała weryfikacji niektóre akty prawa wchodzące w skład pakietu energetyczno - klimatycznego. Jednym z tych aktów jest dyrektywa OZE, której nowe brzmienie zostało opublikowane w grudniu 2018 r. (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych). Planowany udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. na poziomie całej Unii ma wynieść co najmniej 32%. W kontekście spalania biomasy zaproponowano nowe podejście, które opiera się na przepisach dotyczących zrównoważonej gospodarki leśnej oraz na właściwym ewidencjonowaniu emisji gazów cieplarnianych z użytkowania gruntów, a także z przemysłu leśnego w państwie, z którego pochodzi biomasa. Rozwój w zakresie produkcji biomasy oraz jej zastosowanie do wytwarzania energii będą monitorowane i poddawane ocenie w ramach systemu zarządzania unią energetyczną. Powyższe znalazło odzwierciedlenie w zapisach art. 29 przedmiotowej dyrektywy. Zgodnie z tym artykułem



paliwa z biomasy spalane w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej ≥ 20 MW muszą spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, aby wytworzona energia elektryczna i ciepło mogły być zaliczane do celów OZE oraz dopuszczone do korzystania z ewentualnych systemów wsparcia. Co ważne, kryteria zrównoważonego rozwoju mają zastosowanie bez względu na geograficzne pochodzenie biomasy.

3.2.1.1.1 Kryteria zrównoważonego rozwoju

Poniżej przedstawiono najważniejsze aspekty pochodzenia biomasy, której wykorzystanie do produkcji energii nie uznaje się do celów OZE:

- paliwa produkowane z biomasy rolniczej uzyskane z terenów o wysokiej bioróżnorodności tj.
 - ✓ zalesione grunty, czyli lasy i inne zalesione grunty z gatunkami rodzimymi, gdzie nie istnieją wyraźnie widoczne ślady działalności człowieka;
 - ✓ zalesione grunty o wysokiej różnorodności biologicznej, charakteryzujące się obfitością gatunków i niezdegradowane;
 - ✓ obszary wyznaczone do celów ochrony przyrody na mocy prawa lub przez właściwy organ;
 - ✓ obszary trawiaste o wysokiej bioróżnorodności o powierzchni powyżej jednego hektara;
- paliwa z biomasy rolniczej pochodzą z surowców uzyskanych z terenów zasobnych w pierwiastek węgla, czyli terenów, które w styczniu 2008 r. posiadały jeden z następujących statusów, i te które już go nie posiadają:
 - ✓ tereny podmokłe;
 - ✓ obszary stale zalesione, czyli obszary obejmujące więcej niż jeden ha z drzewami o wysokości powyżej pięciu metrów i z pokryciem powierzchni przez korony drzew powyżej 30 %;
 - ✓ obszary obejmujące więcej niż jeden ha z drzewami o wysokości powyżej pięciu metrów i z pokryciem powierzchni przez korony drzew pomiędzy 10 % a 30 %;
- paliwa z biomasy rolniczej pochodzącej z terenów, które były torfowiskami w styczniu 2008 r., chyba że przedstawiono dowody, że przy uprawie i pozyskiwaniu tej biomasy nie stosowano melioracji uprzednio niemeliorowanych gleb.

Z kolei w odniesieniu do paliw z biomasy leśnej muszą być spełnione następujące kryteria zrównoważonego rozwoju:

- państwo, w którym biomasa leśna została pozyskana, powinno posiadać krajowe lub regionalne przepisy obowiązujące w dziedzinie pozyskiwania biomasy, a także systemy monitorowania i egzekwowania tych przepisów zapewniających m. in.:



- ✓ regenerację lasu na obszarach, z których pozyskiwano biomasę;
 - ✓ ochronę obszarów wyznaczonych do celów ochrony przyrody na mocy prawa międzynarodowego lub krajowego;
 - ✓ pozyskiwanie drewna utrzymuje lub poprawia długoterminową zdolność produkcyjną lasu.
- państwo lub region z którego pochodzi biomasa leśna:
 - ✓ są stronami Porozumienia paryskiego;
 - ✓ wniosły ustalony na szczeblu krajowym wkład do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu, obejmujący emisje i pochłanianie z rolnictwa, leśnictwa i użytkowania gruntów.

Do 31 stycznia 2021 r. Komisja Europejska przyjmie akty wykonawcze ustanawiające operacyjne wytyczne dotyczące dowodów w zakresie wykazania zgodności z kryteriami dotyczącymi biomasy leśnej (zarówno krajowej jak i tej sprowadzanej z zagranicy).

Opisane wyżej wymogi nie dotyczą instalacji o mocy cieplnej poniżej 20 MW.

3.2.1.1.2 Spalaniem biomasy w nowych instalacjach

Instalacje o całkowitej nominalnej mocy cieplnej ≥ 20 MW oddane do eksploatacji w okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2025 r. **oprócz spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju**, opisanych w pkt 3.2.1.1.1 muszą spełniać **warunek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na poziomie przynajmniej 70%**, a oddane do eksploatacji od dnia 1 stycznia 2026 r. **przynajmniej 80%**. W ramach ograniczania emisji gazów cieplarnianych należy spełnić jeden z czterech warunków określonych w art. 31 dyrektywy OZE, z uwzględnieniem zastosowania metodyk opisanych w załączniku VI. Na podstawie jednej z tych metodyk trzeba wykazać procentową redukcję emisji gazów cieplarnianych na poziomie określonym powyżej. **Metodyki te opisują carbon footprint (tzw. ślad węglowy) dla biomasy, gdzie jednym z elementów jest obliczenie emisji eqCO₂ pochodzącego z transportu paliwa.**

Najprostszym sposobem wykazania odpowiedniej redukcji emisji eqCO₂ jest zastosowanie wartości standardowych, przedstawionych tabelarycznie w załączniku VI lit A, gdzie w zależności od rodzaju biomasy (zrębki, pellety, brykiety itd.), odległości transportu i pochodzenia energii wykorzystywanej do wytwarzania paliwa (np. para technologiczna z kotła gazowego i energia elektryczna z sieci) podane są odpowiednie poziomy redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Dodatkowo instalacja oddana do eksploatacji lub przystosowana do wykorzystywania paliw z biomasy po dniu 25 grudnia 2021 r., **wytwarzająca energię musi spełniać co najmniej jeden spośród następujących wymogów:**

- jest wytwarzana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 50 MW;



- w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy w ciepłej od 50 do 100 MW, jest wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub w przypadku elektrowni, osiągnięcie sprawności energetycznej na poziomie ustalonym w Konkluzjach BAT LCP (poziom „BAT-AEEL”);
- w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy ciepłej powyżej 100 MW, energia jest wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub w przypadku elektrowni, przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36 %;
- jest ona produkowana z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO₂ z biomasy.

Opisane w tym punkcie wymogi również nie dotyczą instalacji o mocy ciepłej poniżej 20 MW.

3.2.1.1.3 Wzrost produkcji ciepła i chłodu z OZE

Artykuł 24 dyrektywy OZE określa zobowiązania państw członkowskich w zwiększeniu ilości ciepła i chłodu z OZE. Zgodnie z tym artykułem **państwa członkowskie ustanawiają niezbędne środki zapewniające, by systemy ciepłownicze i chłodnicze przyczyniały się do zwiększenia, udziału w sektorze ciepła i chłodu, poprzez wdrożenie przynajmniej jednej z dwóch następujących opcji:**

- dążenie do **zwiększenia udziału energii** ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych **o przynajmniej jeden punkt procentowy** jako roczna średnia obliczona dla okresu 2021–2025 i dla okresu 2026–2030, **zaczynając od udziału energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych osiągniętego w 2020 r.**, wyrażonego w postaci udziału w końcowym zużyciu energii w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, poprzez wdrożenie środków, co do których można się spodziewać, że spowodują ww. przyrost;
- **zapewnienie, by operatorzy systemów ciepłowniczych i chłodniczych byli zobowiązani do przyłączenia dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego lub byli zobowiązani do oferowania podłączenia i zakupu ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego od dostawców będących stroną trzecią (państwo członkowskie, może zwolnić operatorów ze stosowania przedmiotowego wymogu, w sytuacji jeśli na terenie występuje efektywny system ciepłowniczy lub gdy system ciepłowniczy na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ stanie się efektywnym systemem ciepłowniczym do 31 grudnia 2025 r.).**

Z obecnie obowiązującego Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz.U.2017.1084) wg par. 3 wynika, że:

- w przypadku gdy na całym obszarze danej sieci ciepłowniczej funkcjonuje efektywny system ciepłowniczy w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo



energetyczne zajmujące się na tym obszarze obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym nie jest objęte obowiązkiem zakupu ciepła od podmiotów wytwarzających ciepło z instalacji, których przyłączenie do danej sieci nastąpiło od dnia funkcjonowania na obszarze tej sieci efektywnego systemu ciepłowniczego.

3.2.1.2 Dyrektywa ETS

W dyrektywie ETS (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE) określono ogólne ramy dokonywania przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w latach 2021–2030. Zgodnie z art. 10a ust. 1 dyrektywy, zharmonizowane środki przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii opierają się na wskaźnikach ex - ante (zapotrzebowanie na konkretne działanie przeprowadzone przed jego wdrożeniem), które mają **zapewnić przydział bezpłatnych uprawnień w sposób dostarczający zachęt do redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz do stosowania energooszczędnych technologii, z uwzględnieniem najbardziej wydajnych technologii, substytutów, alternatywnych procesów produkcji, kogeneracji o wysokiej sprawności, skutecznego odzyskiwania energii z gazów odlotowych, wykorzystania biomasy oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, jeśli takie instalacje są dostępne.**

W ramach przyznawania darmowych uprawnień do emisji opublikowano szereg uszczegółowiających dokumentów. Do najważniejszych z nich należą:

- Decyzja Komisji (UE) 2021/355 z dnia 25 lutego 2021 r. dotycząca krajowych środków wykonawczych w odniesieniu do przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z art. 11 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady;
- Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) 2021/447 z dnia 12 marca 2021 r. określające zmienione wartości wskaźników emisyjności na potrzeby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2021–2025 zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady;
- Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

3.2.1.2.1 Skorygowane wartości wskaźników emisyjności

Skorygowane wartości wskaźników emisyjności ex – ante dla lat 2021–2025, KE określiła na podstawie zweryfikowanych informacji dotyczących efektywności w zakresie emisji gazów cieplarnianych dla instalacji zgłoszonych zgodnie z art. 11 dyrektywy ETS za lata 2016 - 2017, a które stanowiły 10% najbardziej wydajnych instalacji w danym sektorze. Zgodnie z dyrektywą dla przydziału uprawnień



zastosowana redukcja wskaźnika emisji (benchmark) nie powinna być niższa niż 3 % i nie wyższa niż 24 % . Natomiast w okresie 2026 -2030, korekta ta ma być w przedziale redukcji od 4% do 32%, na podstawie danych z lat 2021 – 2022, pochodzących również z 10% najbardziej wydajnych instalacji. Dla wskaźnika emisji opartego na cieple wartością wyjściową był wskaźnik z lat 2013 - 2020, który wynosił 62,3 upr/TJ. **Na podstawie przedstawionej metodyki na lata 2021 – 2025, wskaźnik ten został zredukowany o maksymalną wartość tj. 24 % i wynosi 47,3 upr/TJ. Zakładając, że KE utrzyma trend maksymalnej możliwej redukcji wskaźnika po 2025 r. – 32 %, to w okresie 2026 – 2030, będzie on na poziomie 42,4 upr/TJ.**

3.2.1.2.2 Przydział bezpłatnych uprawnień dla sieci ciepłowniczych

W art. 10 a ust. 4 dyrektywy ETS przewidziano przydzielenie bezpłatnych uprawnień sieciom ciepłowniczym, ponieważ sieci ciepłownicze, z racji swojej lokalnej roli, gdzie nie ma możliwości bilansowania ciepła z zewnątrz, tak jak to ma miejsce w przypadku energii elektrycznej, zostały potraktowane oddzielnie na preferencyjnych zasadach tzn. bez liniowego zmniejszenia przydziału uprawnień. Dla innych sektorów, co do których uważa się, że ryzyko ucieczki emisji w ich przypadku nie występuje, przydział bezpłatnych uprawnień ulega liniowemu zmniejszeniu z 30 % w 2026 r. do 0 % w 2030 r.

Sieci ciepłownicze powinny obejmować mierzalne ciepło wykorzystywane w celu ogrzewania i chłodzenia pomieszczeń w budynkach lub obiektach, które nie wchodzą w zakres EU- ETS, lub w celu wytwarzania ciepłej wody do użytku domowego.

Mierzalne ciepło - oznacza przepływ netto ciepła transportowanego za pośrednictwem rurociągów lub kanałów, przy zastosowaniu nośnika ciepła w postaci pary, gorącego powietrza, wody, dla których zainstalowano lub można zainstalować ciepłomierz.

Przydział uprawnień odbywa się na podstawie historycznego poziomu działalności, jako średnia arytmetyczna z pięciu lat. **Na pierwszy podokres (2021-2025) określony będzie w oparciu o średnią arytmetyczną „mierzalnego ciepła” za lata 2014-2018, a na drugi podokres (2026-2030) w oparciu o średnią arytmetyczną ww. ciepła wytworzonego w latach 2019-2024.**

Bezpłatne uprawnienia do emisji dla sieci ciepłowniczych będą utrzymywały się na stałym poziomie 30% przydziału wstępnego (tj. benchmark - wskaźnik pomnożony przez produkcję) w całym okresie rozliczeniowym (lata 2021-2030).

3.2.1.2.3 Obliczanie nominalnej mocy cieplnej w celu kwalifikacji instalacji do systemu ETS

Zarówno w dyrektywie ETS, jak i ustawie z dnia 21 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U.2021.332 t.j. z dnia 2021.02.22), określono zasady dotyczące włączeniu instalacji do systemu ETS. Instalacje spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW (z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych), są kwalifikowanego do przedmiotowego systemu. Dla tego rodzaju instalacji, w celu określenia mocy cieplnej uwzględnia się sumę nominalnej mocy cieplnej wszystkich stacjonarnych urządzeń



technicznych, w których zachodzi spalanie, obejmujących w szczególności: wszystkie rodzaje kotłów, palników, turbin, podgrzewaczy, pieców, w tym pieców do kalcynacji, pieców do prażenia, suszarnie, silniki, ogniwa paliwowe, pochodnie gazowe. **Przy obliczeniach nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW oraz stacjonarnych urządzeń technicznych wykorzystujących wyłącznie biomasę, przez które rozumie się stacjonarne urządzenie techniczne wykorzystujące paliwa kopalne wyłącznie podczas rozruchu lub wyłączeń.**

Przez nominalną moc cieplną instalacji rozumie się ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu.

3.2.1.3 Dyrektywa EE

Kolejnym dokumentem wprowadzonym w ramach polityki UE jest dyrektywa EE (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, która wyznacza cel na 2030 r. zwiększenia efektywności energetycznej co najmniej o 32,5%.

3.2.1.3.1 Efektywny system ciepłowniczy

W kontekście sektora elektroenergetycznego zostały zachowane zapisy dotyczące efektywnych systemów ciepłowniczy i chłodniczy oraz wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z art. 2 ust. 41 dyrektywy EE, efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy oznacza system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się:

- w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, lub
- w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub
- w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50 % wykorzystuje się połączenie takiej energii i ciepła.

Natomiast za wysokosprawną kogenerację uznaje się jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, zapewniające oszczędność energii pierwotnej co najmniej o 10% w porównaniu z wartościami referencyjnymi dla rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. **Powyższe uznawane jest w sektorze elektroenergetycznym za działania poprawiające znacząco efektywność energetyczną, a instrumenty finansowe państw członkowskich oraz wsparcie finansowe UE skierowane są na przedmiotowe rozwiązania.**

3.2.1.3.2 Przepisy UE, a polskie prawodawstwo

W dyrektywie EE – załącznik IX „Analiza kosztów i korzyści” przedstawione zostały ogólne zasady wykonania analizy kosztów i korzyści w odniesieniu do środków na rzecz promowania efektywności w ogrzewaniu i chłodzeniu. Przedmiotowa analiza powinna uwzględniać wszystkie dostępne zasoby po stronie zaopatrzenia w obrębie granicy systemowej, **w tym ciepło odpadowe pochodzące z produkcji energii elektrycznej** oraz instalacje przemysłowe i energetykę odnawialną, a także charakterystykę i tendencje rozwojowe zapotrzebowania na ciepło i chłodzenie. Natomiast w ustawie z dnia 20 maja



2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U.2021.468 t.j. z dnia 2021.03.16), w art. 19 zostały wymienione przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej m. in. stosowanie, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne **lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.**

W ramach uszczegółowienia działań proefektywnościowych zostało opublikowane Obwieszczenie Ministra Energii dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej gdzie w pkt 4 wymieniono przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej w zakresie odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych oraz poprzez instalację lub modernizację m. in. **układów odzyskiwania ciepła z urządzeń i procesów przemysłowych lub energetycznych i wykorzystanie go do celów użytkowych lub w procesie technologicznym.**

Obecnie definicja ciepła odpadowego w krajowym prawodawstwie jest bardzo wąska, w ustawie „zdefiniowane” jest jako ciepło z instalacji przemysłowych.

3.2.2 Konkluzje BAT – dyrektywa IED

Jednym z najważniejszych elementów starań KE w kwestii redukcji wpływu przemysłu na środowisko są tzw. najlepsze dostępne techniki (z ang.: *best available techniques* – BAT), gromadzone w dokumentach referencyjnych BAT (tzw. BREF) dla poszczególnych sektorów gospodarki. Należy zaznaczyć, iż pierwszy dokument referencyjny dla sektora przemysłu energetycznego został opublikowany w 2006 r. Zawierał on opis technik i praktyk, które odpowiednio stosowane powinny się przyczynić do minimalizowania wpływu instalacji na środowisko. Bardzo istotną kwestią jest fakt, że BREF LCP (z ang.: *large combustion plant*) nie miał mocy wiążącej. Funkcjonowanie dokumentów referencyjnych BAT w europejskim jak i krajowym porządku prawnym całkowicie zmieniła publikacja dyrektywy IED (Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych). Dyrektywa ta wprowadziła pojęcie – Konkluzji BAT, jako decyzji wykonawczej Komisji Europejskiej, a co za tym idzie dokumentu wiążącego i obejmującego wprost wszystkie Kraje Członkowskie. Jedną z najistotniejszych zmian wprowadzonych przepisami dyrektywy IED w kontekście sektora energetycznego jest zaostrożenie standardów emisyjnych dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów od roku 2016. Do tej daty sektor obowiązywały zapisy dyrektywy LCP. Warto ponadto zaznaczyć, że dyrektywa w rozdziale III reguluje kwestie dużych obiektów energetycznego spalania paliw (tj. o mocy równej lub większej niż 50 MW), dotyczące zasad łączenia dwóch lub większej liczby obiektów, a także kwestie mechanizmów derogacyjnych i monitorowania emisji do powietrza. Kolejnym krokiem w podnoszeniu wymogów emisyjnych było opublikowanie konkluzji BAT LCP (Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. – ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE), które obowiązywać będą od 17 sierpnia 2021 r. Przy czym instalacje, które uzyskały derogacje w ramach dyrektywy IED, będą musiały dostosować się do ww. konkluzji po ustaniu tych derogacji.



1.1.1. Rewizja dyrektywy IED

Obecnie trwają prace nad rewizją dyrektywy IED. W grudniu 2020 r. odbyły się pierwsze warsztaty w ramach wstępnych konsultacji. Jest to wstępny etap, prowadzony przez zewnętrznego wykonawcę na zlecenie KE, który pozwala określić główne obszary działań w 2021 r. Nie są to propozycje, ale wskazane obszary, które znajdują się w kręgu zainteresowań KE. Należą do nich:

- Zmiana progu mocy z 50 MW do 20 MW w celu kwalifikacji instalacji do LCP, co oznacza powstanie nowego BREF.
- Zmiany w dyrektywie poprzez ograniczenie zastosowania derogacji oraz większa ich kontrola.
- Ujednolicenie norm emisyjnych, wynikających z dyrektywy IED i konkluzji BAT LCP.
- Promowanie efektywności energetycznej i zmniejszania emisji zanieczyszczeń.
- Zmiany w pracach nad BREF i zakresem konkluzji BAT poprzez częstsze rewizje zapisów i ambitniejsze BAT- AELs z terminami ich osiągnięcia (obecnie to okres 8 lat).
- Zachęty do stosowania nowych technik zmniejszania emisji zanieczyszczeń.

Zgodnie z założonym przez KE harmonogramem, projekt znowelizowanej dyrektywy IED (wraz z oceną wpływu) ma pojawić się pod koniec 2021 r., czyli po ocenie wdrożenia aktualnej dyrektywy IED oraz analizy odstępstw od konkluzji BAT, udzielonych w poszczególnych krajach UE. Pierwsze wyniki prac spodziewane są w drugiej połowie 2021 r.

3.2.3 Europejski Zielony Ład

W grudniu 2019 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat pn.: **Europejski Zielony Ład dla Unii Europejskiej i jej obywateli**. Zaktualizowano w nim zobowiązanie Komisji do rozwiązania problemów związanych z klimatem i środowiskiem naturalnym, czyli strategii której ambitnym celem jest **osiągnięcie przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej** – jako lidera światowego w tym zakresie. **Polska poparła ten cel, z uwzględnieniem specyficznych dla naszego kraju uwarunkowań związanych z obecnym miksem energetycznym, co zostało m. in. przeniesione na grunt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.**

Po rewizji dokumentów strategicznych UE w 2020 r. **przyjęto ambitniejsze cele na 2030 r.**, przede wszystkim w redukcji emisji gazów cieplarnianych tj. **z 40% do co najmniej 55%** w porównaniu z emisją w 1990 r. Natomiast cele w zakresie udziału OZE i efektywności energetycznej pozostały nie zmienione. Należy zwrócić uwagę, że Europejski Zielony Ład nie koncentruje się tylko na względach klimatycznych, również są analizowane i zmieniane cele w innych obszarach. Dla sektora wytwórców energii istotny będzie także **Plan działania na rzecz eliminacji zanieczyszczeń**, w którym określono m. in. na 2030 r. poprawę jakości powietrza w celu zmniejszenia liczby przedwczesnych zgonów spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza o 55 %. W tym kontekście zwrócono uwagę na emisję pyłu, a przede wszystkim jego najdrobniejszych frakcji PM_{2,5}. Obecnie w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, publikowane są głównie komunikaty i plany, które można znaleźć na stronie: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl.



3.2.3.1 Zmiana celów redukcyjnych i cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) w Instytucie Ochrony Środowiska, w związku z publikacją ambitnych celów redukcji emisji dwutlenku węgla (CO₂), określonych przez Europejski Zielony Ład, w marcu 2020 dokonał analizy wzrostu cen uprawnień do emisji. Według tej analizy przyjęcie wyższego celu redukcyjnego do poziomu 55% w 2030 r. będzie skutkowało znaczącym wzrostem cen uprawnień do emisji w systemie EU - ETS. Dla takiego scenariusza ceny uprawnień do emisji mogą wzrosnąć do 41 euro/upr. w 2025 r. i 76 euro/upr. w 2030 r. a prognozowany całkowity koszt zakupu uprawnień dla unijnych instalacji objętych systemem ETS na aukcjach, wynosiłby w 2030 r. nawet 18 mld euro. Wzrost ceny uprawnień najbardziej wpłynie na sektor energetyczny, co będzie skutkowało dynamicznym wycofywaniem paliw kopalnych z produkcji energii i zastępowaniem ich przez odnawialne źródła energii. W powyższym scenariuszu szacuje się spadek udziału paliw kopalnych o 30%. Nowe cele redukcyjne spowodują również redukcję liczby uprawnień do zera ok. 2042-2045 r. Związane jest to z podwyższeniem liniowego wskaźnika redukcji (LRF) z obowiązującego obecnie 2,2% do 3,2% - 3,7%. Oznacza to, że system ETS nie będzie zasilany nowymi uprawnieniami na aukcjach oraz będzie brak bezpłatnych uprawnień do emisji.

Przedmiotową analizę potwierdzają obecne ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla, które kształtują się na poziomie 40 – 50 euro/upr.



Rysunek 1. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w okresie kwiecień – czerwiec 2021 [1]



3.2.4 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.

Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. została opublikowana Polityka Energetyczna Państwa do 2040 r. (PEP2040). Jest to dokument strategiczny, który odnosi się do dokumentów i celów UE opisanych w pkt 3.2.1 przedmiotowego opracowania.

PEP2040 opiera się na trzech filarach takich jak:

- **sprawiedliwa transformacja** - zapewnienie nowych możliwości rozwoju regionom najbardziej dotkniętym negatywnymi skutkami przekształceń w związku z niskoemisyjną transformacją energetyczną;
- **zeroemisyjny system energetyczny** - zmniejszenie emisyjności sektora energetycznego poprzez wdrożenie energetyki jądrowej i energetyki wiatrowej na morzu, zwiększenie roli energetyki rozproszonej i prokonsumenckiej, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego stosując przejściowe technologie energetycznej oparte m.in. na paliwach gazowych;
- **dobra jakość powietrza** – odchodzenia od paliw kopalnych, dzięki inwestycjom w transformację sektora ciepłowniczego (systemowego i indywidualnego), elektryfikację transportu oraz promowania domów pasywnych i zeroemisyjnych, wykorzystujących lokalne źródła energii, dla zapewnienie czystego powietrza w Polsce.

Poniżej w kolejnych ppkt-ach streszczono najważniejsze cele zapisane PEP2040 dla ciepłownictwa.

3.2.4.1 *Rozwój ciepłownictwa, w tym kogeneracji*

Zapotrzebowanie na ciepło odbywa się na poziomie lokalnym, dlatego zostaną przygotowane narzędzia ułatwiające planowanie na poziomie gmin i regionów. Jednym z takich narzędzi będzie **Użytecznym narzędziem planowania energetycznego będzie uruchomienie ogólnopolskiej mapy ciepła, w celu racjonalnej gospodarki energetycznej, poprawy jakości powietrza oraz wydobycia lokalnego potencjału energetycznego.** Użytecznym narzędziem planowania energetycznego będzie **system zbierania danych do ogólnopolskiej mapy ciepła.** Dostęp do danych pozwoli władzom gmin oszacować potencjał ciepłowniczy, co powinno przełożyć się na rozwój ciepła systemowego oraz kogeneracji. Realizację ww. działania zaplanowano od 2021 r.

Tam gdzie są efektywne systemy ciepłownicze odbiorcy w pierwszej kolejności powinni korzystać z ciepła sieciowego, o ile nie zastosują bardziej ekologicznego rozwiązania. Planuje się, że do do 2030 r. ok. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych zostanie przyłączonych do sieci ciepłowniczych. Opracowany zostanie nowy model rynku, tak, aby ceny ciepła były akceptowalne dla odbiorców, a równocześnie umożliwiały pokrycie uzasadnionych kosztów przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. **Głównym celem na 2030 r. jest by najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniało kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.** Cel ten ma pobudzić rozwój wysokosprawnej kogeneracji, zwiększenie wykorzystania OZE i odpadów oraz popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci w



ciepłownictwie systemowym. Ze względu na potrzeby rozwoju niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawie jakości powietrza oraz wdrażaniem dyrektywy OZE, **udział odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie wzrastał o 1,1 pkt proc. średniorocznie w latach 2020–2030.**

Kluczowym celem na 2040 r. jest pokrycie potrzeb ciepłych wszystkich gospodarstw domowych, jak również przemysłu, usług, obiektów komercyjnych i biurowych przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła ciepła.

3.2.4.2 Rozwój OZE

Polska zakłada osiągnięcie co najmniej 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. Przy czym w elektroenergetyce co najmniej 32% netto, a **w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1% rok do roku dla lat 2020-2030.** Przewiduje się w ciągu intensywny rozwój fotowoltaiki, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną. Planowany jest wzrost znaczenia biomasy, biogazu, geotermii w ciepłownictwie systemowym oraz pomp ciepła w ciepłownictwie indywidualnym.

Cel zwiększania udziału OZE w wytwarzaniu ciepła i chłodu mają być realizowany przy wykorzystaniu poniższych źródeł i technologii:

- **Energia z biomasy** – ponieważ ma największy potencjał dla realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębia przemysłu drzewnego,), aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Energetyczne wykorzystanie biomasy powinno przyczyniać się również do lepszej gospodarki odpadami, poprzez wykorzystywanie przede wszystkim biomasy o charakterze odpadowym, która nie ma zastosowania w innych gałęziach gospodarki, m.in. odpady komunalne podlegające biodegradacji, odpady ze ścieków, pozostałości z leśnictwa, oraz z przemysłu rolno-spożywczego.
- **Pompy ciepła** – technologia staje się coraz popularniejsza w gospodarstwach domowych, ale przewiduje się wykorzystanie jej również w ramach pracy systemów ciepłowniczych, jak również do chłodzenia budynków. Do wykorzystania pomp niezbędna jest energia elektryczna, dlatego należy dążyć do rozwoju instalacji hybrydowych, które poprzez łączenie pomp ciepła z ogniwami fotowoltaicznymi.
- **Energia z biogazu** – jej potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, w tym przede wszystkim poprzez instalacje kogeneracyjne.

3.2.4.3 Poprawa efektywności energetycznej

PEP2040 wyznacza **krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w 2020 r.** Głównym narzędziem poprawy efektywności energetycznej będzie powszechna **termomodernizacja budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła.** Dla systemów ciepłowniczych nadrzędnym celem ma być spełnienie **kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.**



Aktualnie kryterium to spełnia tylko ok. 20% systemów ciepłowniczych. Wartość ta do 2030 r. ma zwiększyć się co najmniej do 85%. W osiąganiu tego celu kluczową rolę mają odgrywać następujące działania:

- **Rozwój kogeneracji** poprzez utrzymanie wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Planuje się, że system będzie funkcjonował tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji. **W dalszej perspektywie ciepło systemowe powinno być wytwarzane przede wszystkim w wysokosprawnych instalacjach kogeneracyjnych oraz w oparciu o niskoemisyjne źródła.**
- **Wykorzystanie OZE w ciepłownictwie systemowym** poprzez lokalne zasoby energii odnawialnej tj. biomasa, biogaz, geotermia, energia słońca.
- **Zwiększony udział ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów** - przy zachowaniu hierarchii sposobów postępowania z odpadami, termiczne przekształcanie odpadów wpisuje się w ideę gospodarki o obiegu zamkniętym.
- **Uciepłownienie elektrowni i wykorzystanie ciepła odpadowego** – na poziomie lokalnym powinno być analizowane ekonomiczne uzasadnienie i techniczne możliwości systemowego zagospodarowania ciepła towarzyszącego wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach lub stanowiącego odpad z procesów przemysłowych.
- **Modernizacja i rozbudowa systemów dystrybucji ciepła i chłodu** – dla ograniczenia strat, dystrybucja ciepła powinna odbywać się w sieciach preizolowanych. Należy zadbać o intensyfikację modernizacji istniejącej infrastruktury przesyłowej, która cechuje się słabą izolacją termiczną.
- **Popularyzacja magazynów ciepła** – ich zastosowanie pozwala na zmagazynowanie ciepła wytworzonego w dolinach zapotrzebowania, a następnie wykorzystanie go w okresach szczytu, co poprawia efektywność systemów ciepłowniczych.
- **Popularyzacja inteligentnych sieci** – nowoczesne metody zarządzania sieciami w połączeniu z wysokosprawnymi źródłami energii, preizolowanymi sieciami oraz magazynami ciepła zwiększą optymalizację systemów ciepłowniczych i poprawią ich rentowność.

3.2.5 Podsumowanie

Z analizy polityki klimatyczno – energetycznej UE, w tym jej ostatnich zmian w kontekście przyjętego Europejskiego Zielonego Ładu oraz Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r., wynika że dla ciepłowni największym wyzwaniem będzie zmiana miksu energetycznego, czyli sukcesywne zmniejszanie produkcji ciepła w kotłach węglowych. Obecne ceny uprawnień do emisji na poziomie 40 – 50 euro za tonę dwutlenku węgla, stanowią duże zagrożenie dla funkcjonowania tego typu przedsiębiorstw. W celu podjęcia działań rozwojowo - modernizacyjnych należy zwrócić uwagę na następujące aspekty:

- Cel redukcji emisji gazów cieplarnianych ustanowiony na 2030 r. wynosi 55% dla UE, a w perspektywie 2050 r. gospodarka ma być zero-emisyjna. Z analiz KOBiZE wynika, że podejście takie skutkować będzie brakiem darmowych uprawnień do emisji po 2040 r., a ceny za tonę CO₂ przekroczyć 70 euro.



- Mimo, że ciepłownictwo, w systemie ETS traktowane jest preferencyjnie, (bezpłatne uprawnienia do emisji dla sieci ciepłowniczych będą utrzymywały się na stałym poziomie 30% przydziału wstępnego) to jednak wskaźnik emisji (benchmark) na podstawie, którego przyznawane są bezpłatne uprawnienia dla sieci ciepłowniczych sukcesywnie jest zmniejszany. W latach 2013 – 2020 opierał się stricte na wskaźniku pochodzącym ze spalania gazu i wynosił 62,3 upr./TJ. Obecnie w IV okresie rozliczeniowym został zmniejszony o 24% i wynosi 47,3 upr./TJ (po 2026 r. dalej ma być redukowany). Przy doborze źródeł wytwórczych należy pamiętać, że do obliczeń nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW oraz stacjonarnych urządzeń technicznych wykorzystujących wyłącznie biomasę, przez które rozumie się stacjonarne urządzenie techniczne wykorzystujące paliwa kopalne wyłącznie podczas rozruchu lub wyłączeń.
- Dyrektywa OZE narzuca na ciepłownictwo nowe wyzwanie w postaci wzrostu produkcji ciepła przynajmniej o 1% rok do roku z odnawialnych źródeł. Przy czym preferowane będą źródła o mocy poniżej 20 MW. Dla większych mocy będzie konieczne pozyskiwanie biomasy wg kryteriów zrównoważonych, przedstawionych w pkt 3.2.1.1 opracowania, z jednoczesnym zachowaniem warunków ograniczania emisji gazów cieplarnianych na etapie pozyskiwania i transportu tego rodzaju paliwa.
- Zarówno dyrektywa OZE jak i dyrektywa o efektywności energetycznej wymuszają, by ciepłownie stanowiły efektywne systemy ciepłownicze, co z jednej strony będzie dawało możliwość ubiegania się o dofinansowanie inwestycji, a z drugiej strony zabezpieczy przedsiębiorstwo ciepłownicze przed przejmowaniem lokalnego rynku przez strony trzecie. Przy czym wg dyrektywy OZE pojawia się graniczna data przejścia na taki system, to jest 31.12.2025 r.
- Obecnie trwa rewizja dyrektywy IED, gdzie rozważana jest zmiana progu mocy z 50 MW do 20 MW w celu kwalifikacji instalacji do LCP, co oznacza powstanie nowego BREF. Planuje się, aby konkluzji BAT były częściej weryfikowane, a dopuszczalne poziomy emisji BAT- AELs bardziej restrykcyjne. Spółka nie dawno uruchomiła instalacje odazotowania i odsiarczania spali w celu dostosowania się do konkluzji BAT LCP. Przedstawione założenia w rewizji dyrektywy IED dają podstawy sądzić, że ok. 2030 r. wymienione instalacje oczyszczania spalin, mogą nie wystarczyć.
- Komisja Europejska przedstawiła plan działania na rzecz eliminacji zanieczyszczeń, w którym określiła m. in. na 2030 r. poprawę jakości powietrza, w celu zmniejszenia liczby przedwczesnych zgonów spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza o 55 %. W tym kontekście zwrócono uwagę na emisję pyłu, a przede wszystkim jego najdrobniejszych frakcji PM_{2,5} oraz metali ciężkich. Dlatego też przy doborze urządzeń oczyszczania spalin, należy uwzględnić wysoką skuteczność redukcji emisji drobnych frakcji pyłu i metali.



- Polityka Energetyczna Państwa do 2040 r. zapowiada, że będzie opracowany nowy model rynku, tak, aby ceny ciepła były akceptowalne dla odbiorców, a równocześnie umożliwiały pokrycie uzasadnionych kosztów przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Ponadto planowany jest dalszy rozwój kogeneracji poprzez utrzymanie wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. System wsparcia ma funkcjonować tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji.

3.3 IDENTYFIKACJA SZCZEGÓŁOWYCH OGRANICZEŃ EMISYJNYCH DLA ISTNIEJĄCYCH ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH, OBOWIĄZUJĄCYCH SPÓŁKĘ W PERSPEKTYWIE 2030 R.

3.3.1 Ogólna charakterystyka ciepłowni

Ciepłownia w Skierniewicach, ze względu na zainstalowaną moc jest dużym obiektem energetycznego spalania paliw (moc w wprowadzanym paliwie przy nominalnym obciążeniu ≥ 50 MW), przez co posiada pozwolenie zintegrowane, podlega pod konkluzje BAT LCP oraz uczestniczy w systemie EU - ETS jako instalacja spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW. Źródłami wytwórczymi są 4 kotły węglowe typu WR. Moc kotłów, podłączonych do wspólnego komina mieści się przedziale 50 – 100 MW. Produkcja ciepła, wraz z potrzebami własnymi jest na poziomie ok. 460 TJ/rok, a zużycie węgla ok. 25 800 Mg/rok (dane za lata 2016 – 2020). Całkowita moc zamówiona na rok 2020 wyniosła 81,57 MW, przy czym na centralne ogrzewanie 66,93 MW, a na ciepłą wodę użytkową 14,64 MW.

Podstawowym paliwem w ciepłowni jest węgiel kamienny spalany w kotłach rusztowych. **W ramach systemu EU-ETS przedmiotowy obiekt zaliczany jest do podinstalacji jako „sieć ciepłownicza”.**

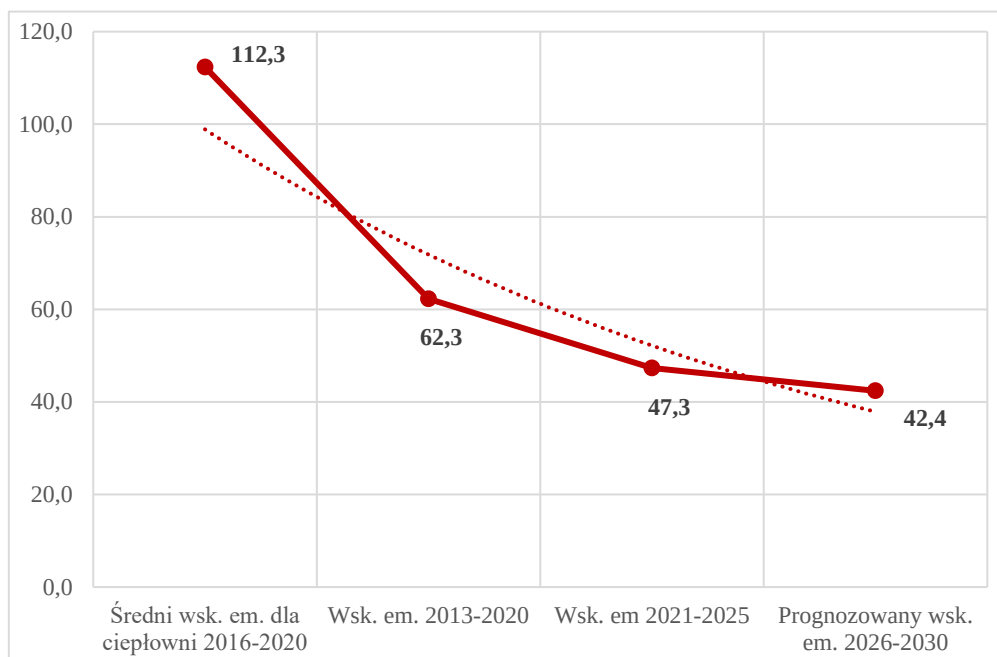
Średnia emisja dwutlenku węgla w ostatnich 5 latach kształtowała się na poziomie ok. 52 000 Mg/rok, a wielkość produkcji ciepła brutto wyniosła ok. 463 TJ/rok. Poniżej w tabeli zestawiono dane o produkcji i emisji dwutlenku węgla za lata 2016 – 2020.

Tabela 4. Produkcja ciepła i emisja dwutlenku węgla w latach 2016-2020

Rok	Produkcja ciepła brutto [TJ]	Emisja CO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji [Mg CO ₂ /TJ]
2016	477	53 540	112
2017	486	54 049	111
2018	468	51 121	109
2019	447	50 567	113
2020	435	50 690	116
Średnia	463	51 993	112



Tak jak opisano to w pkt. 3.2.1.2 opracowania, wskaźnik emisji na podstawie, którego odbywa się bezpłatny przydział uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w kolejnych okresach rozliczeniowych sukcesywnie maleje, a wartością odniesienia jest wskaźnik oparty na spalaniu gazu ziemnego. Na wykresie na rysunku 2 porównano średni wskaźnik emisji CO₂ z analizowanej ciepłowni do wskaźników (benchmarków), stosowanych do obliczenia bezpłatnej puli uprawnień dla podinstalacji „sieci ciepłownicze”.



Rysunek 2. Porównanie średniego produktowego wskaźnika emisji CO₂ z ciepłowni ze wskaźnikiem (benchmark) emisji na podstawie, którego przyznawane są bezpłatne uprawnienia do emisji w ramach systemu EU-ETS

Z przedstawionej analizy wynika, że ciepłownia w Skierniewicach osiąga charakterystyczny wskaźnik emisji CO₂, dla tego typu instalacji eksploatowanych w kraju. **W odniesieniu do wskaźnika produktowego ze spalania gazu ziemnego jest on prawie 2 krotnie wyższy. Natomiast w nowym okresie rozliczeniowym dla lat 2021 – 2025, będzie 2,4 krotnie wyższy, a przy prognozowanym wskaźniku na lata 2026 – 2030 różnica ta może wzrosnąć do poziomu 2,6.**

Biorąc pod uwagę, że przyznawana liczba bezpłatnych uprawnień jest dodatkowo pomniejszana do poziomu 30% przydziału wstępnego, to **średnioroczna liczba tych uprawnień na lata 2021-2025 wynosi 6 192 upr./rok dla rozpatrywanej instalacji. W porównaniu z ze średnią emisją przedstawioną w tabeli 1 jest to deficyt na poziomie ok. 45 800 upr./rok.**

Ponadto ciepłownia nie jest efektywnym systemem ciepłowniczym, co po 2025 r. może stanowić istotny problem w pozyskiwaniu środków finansowych na modernizację i rozwój przedsiębiorstwa, w celu zmiany miksu energetycznego na mniej emisyjny.



3.3.2 Wymogi emisyjne wynikające z dyrektywy IED i konkluzji BAT LCP

W ciepłowni podłączone są do wspólnego komina 4 kotły WR, których sumaryczna moc wynosi 99,1 MW. Dlatego też obiekt ten stanowi duże źródło spalania paliw, ze standardami emisji obowiązującym dla spalania węgla kamiennego w przedziale mocy 50 – 100 MW. Instalacja obecnie korzysta z derogacji tzw. „ciepłowniczej”, na podstawie art. 35 dyrektywy IED, przez co poziomy dopuszczalne BAT-AELs obowiązują obiekt dopiero od 01.01.2023 r. Zgodnie z art. 204 ust 1 ustawy POŚ (Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska tj. Dz.U. 2021.868) instalacje nie powinny powodować przekroczenia granicznych wielkości emisyjnych. Przez graniczne wielkości, emisyjne rozumie się najwyższe z określonych w konkluzjach BAT wielkości emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT – AELs), uzyskiwane w normalnych warunkach eksploatacji z wykorzystaniem najlepszej dostępnej techniki lub kombinacji najlepszych dostępnych technik. Według przytoczonego przepisu w pozwoleniu zintegrowanym dla przedmiotowej instalacji przypisano odpowiednie poziomy dopuszczalne BAT-AELs, co przedstawia tabela poniżej.

Tabela 5. Obowiązujące standardy emisyjne w czasie derogacji i po jej zakończeniu.

Substancja	Obecne standardy emisyjne [mg/Nm ³]	Średnioroczne dopuszczalne poziomy BAT-AELs [mg/Nm ³]
SO ₂	1500 ^(*)	360
NO _x	400	270
pył	400	18
HCl	nie dotyczy	10
HF	nie dotyczy	6
Hg	nie dotyczy	9

(*) Dla kotła WRm nr 4 standard emisji SO₂ – 1300 mg/Nm³

Dodatkowo dla instalacji SNCR, zgodnie z przedmiotowymi konkluzjami, ustalony jest tzw. „poślizg amoniaku” (NH₃) o wartości nie większej niż 10 mg/Nm³ oraz orientacyjny poziom dla tlenku węgla (CO) nie wyższy niż 140 mg/Nm³.

W ramach działań przygotowawczych do spełnienia norm emisyjnych, wynikających z konkluzji BAT – AELs, w ciepłowni została oddana do eksploatacji instalacja odazotowania SNCR z zastosowaniem wodnego roztworu mocznika oraz instalacja pól suchego odsiarczania, gdzie jako reagent używane jest wapno hydratyzowe.



Instalacje te wraz z multicyklonami i cyklofiltrami mają zapewnić dopuszczalne poziomy BAT-AELs.

Pomimo znacznych nakładów finansowych na ww. instalacje oczyszczania spalin należy pamiętać, że **trwa rewizja dyrektywy IED, w ramach której planuje się, aby konkluzje BAT były częściej weryfikowane, a dopuszczalne poziomy emisji BAT- AELs bardziej restrykcyjne, co może spowodować, że ok. 2030 r. wymienione urządzenia oczyszczania spalin, mogą nie wystarczyć.**

Dodatkowo Komisja Europejska przedstawiła plan działania na rzecz eliminacji zanieczyszczeń, w którym określiła m. in. na 2030 r. poprawę jakości powietrza, w celu zmniejszenia liczby przedwczesnych zgonów spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza o 55 %. **W tym kontekście zwrócono uwagę na emisję pyłu, a przede wszystkim jego najdrobniejszych frakcji PM_{2,5} oraz metali ciężkich.** Dlatego też przy doborze instalacji oczyszczania spalin, należy uwzględnić wysoką skuteczność redukcji emisji tych zanieczyszczeń.

3.4 SPALANIE RDF W KONTEKŚCIE PRZEPISÓW EU-ETS

3.4.1 Uwarunkowania formalno - prawne

Kwestie dotyczące włączenia instalacji, bądź nie do systemu EU ETS regulują następujące dokumenty:

- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. Urz. U.E. L275 z 25.10.2003 r., str. 32 z późn. zm. (tzw. dyrektywa ETS);
- Wytyczne Komisji Europejskiej z dnia 18 marca 2010 r. do załącznika I dyrektywy – *Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive*;
- Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 332, 1047 (tzw. ustawa ETS).

Wyłączeniu z przepisów EU ETS podlegają takie instalacje jak dedykowane do spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych, ze względu na zapisy art. 2 ust. 2 ustawy ETS, który wskazuje, że przepisów ustawy nie stosuje się do emisji gazów cieplarnianych z instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych. **Przedmiotowe wyłączenie dotyczy instalacji, których głównym celem jest termiczne przekształcanie odpadów niebezpiecznych lub komunalnych, czyli instalacji zakwalifikowanych, jako instalacje spalania odpadów, a nie instalacje energetyczne, które spalają odpady.** Dodatkowo zgodnie z ww. *Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive* instalacje współspalania odpadów komunalnych są włączone do system handlu uprawnieniami do emisji.

Ocena spełnienia ww. przesłanki musi więc zostać dokonana na gruncie przepisów o odpadach to jest:

- Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 779, 784.



- Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów, Dz.U. 2020 poz. 10.

Należy również pamiętać, że za paliwo alternatywne (RDF) uznaje się odpady palne, rozdrobnione o jednorodnym stopniu wymieszania, z udziałem lub bez udziału paliwa stałego, ciekłego lub biomasy. **Paliwo alternatywne posiada kod 19 12 wg katalogu odpadów i w dalszym ciągu jest odpadem, ale nie jest odpadem kwalifikowanym jako odpady komunalne, które zgodnie z ww. katalogiem kwalifikowane są do grupy o kodzie 20. Dlatego też wykorzystanie przez instalację paliw alternatywnych nie wyłącza jej automatycznie z uczestnictwa w EU ETS.**

Stosowanie paliwa alternatywnego w instalacji (ciepłowni) zakwalifikowanej do systemu EU ETS, podlega standardowym obowiązkom związanym z monitorowaniem i raportowaniem emisji. Paliwo alternatywne w zależności o składu materiałów (właściwości fizyko – chemicznych), z których zostało wytworzone może zawierać frakcję biomasy. W takim przypadku zgodnie z art. 38 ust. 2 rozporządzenia UE 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012, operator instalacji może dla frakcji biomasy zawartej w tym paliwie zastosować wskaźnik emisji 0. W celu wykazania udziału frakcji biomasy oraz wyznaczenie wskaźnika emisji dla pozostałej części paliwa wykonuje się badania laboratoryjne tego paliwa. Dodatkowo prowadzący instalację musi mieć zatwierdzone w planie monitorowania zasady postępowania odnoszące się do parametrów charakteryzujących biomasę.

3.4.2 Charakterystyka frakcji paliwa alternatywnego RDF

Z danych literaturowych (Characterization of Refuse Derived Fuels from Selected Municipal Solid Waste Management Plants with an example of their valorization into gas fuel and chemicals) opublikowanych w ramach projektu „Opracowanie innowacyjnej instalacji utylizacji odpadów z odzyskiem energii opartej o technologię niskoemisyjnego przetwarzania” wynika, że większość obecnie produkowanego paliwa alternatywnego z odpadów komunalnych w Polsce pod względem składu materiałów w ogólnej masie paliwa charakteryzuje się następującym udziałem:

- zawartość tekstyliów 10-60%,
- folia i tworzywa sztuczne 15 - 60%,
- papier 5-25%,
- karton 5-15%,
- odpady inne ok. 5%, których nie można było wyodrębnić z całkowitej frakcji RDF.

Uśredniając skład materiałowy, największą część stanowią tworzywa sztuczne - 29% i tekstylia 28% oraz folia 26%. Papier i tektura stanowią średnio 6% i 5% ogólnego składu wytwarzanego paliwa RDF. Śladowe ilości stanowi również szkło 1% oraz inne odpady, których nie można było wyodrębnić z całkowitej frakcji RDF.

Odnosnie podstawowych właściwości fizykochemicznych, istotnych dla procesu spalania, RDF charakteryzuje się następującymi średnimi parametrami:



- wartość opałowa $\sim 15,1$ [MJ/kg],
- wilgotność $\sim 13,7\%$,
- zawartość siarki $\sim 0,2\%$,
- zawartość popiołu $\sim 20,1\%$,
- zawartość chloru $\sim 0,5\%$.

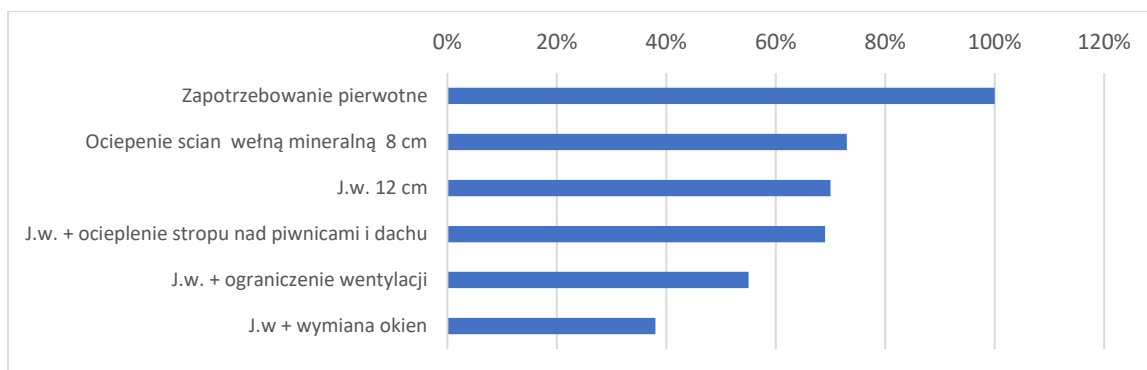
4 OCENA PRZYSZŁYCH ZMIAN (DO ROKU 2030) WIELKOŚCI ZAMÓWIENIA I ZAPOTRZEBOWANIA NA CIEPŁO

Planując daleka idącą modernizację ciepłowni obejmującą budowę nowych źródeł ciepła konieczne jest przeanalizowanie wielkości sprzedawanego ciepła w długim horyzoncie czasowym. Zależy ono oczywiście od zapotrzebowania odbiorców już podłączonych do systemu. To z kolei od wielu lat maleje przede wszystkim w wyniku termomodernizacji budynków, ale też z powodu oszczędzania ciepła wobec rosnącej jego ceny. Wzrost ceny jest oczywiście wynikiem wzrostu kosztów przede wszystkim uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Można ocenić, że dotychczasowe relacje między tymi dwoma czynnikami zostaną zmienione z powodów decyzji o charakterze politycznym. Akceptacja przez kraje Unii Europejskiej „zielonego ładu” oznacza w przypadku ciepłownictwa odejście do 2050 r. od paliw kopalnych. Osiągnięcie takiego celu będzie tym łatwiejsze im mniejsze będzie zapotrzebowanie na ciepło. Należy więc przyjąć, że uruchomione zostaną znaczące środki finansowe na wsparcie głębokiej termomodernizacji budynków. Ocenia się, że nawet przy znacznym wzroście liczby mieszkańców zapotrzebowanie na ciepło do ich ogrzewania ulegnie zmniejszeniu. Szczegółową analizę w tym zakresie w skali kraju przeprowadzono w 2020 roku w ramach prac powołanego przez Ministra Klimatu Zespołu Czyste Ciepło [2]. W niniejszej pracy odwołano się do tych wyników w zakresie w jakim zostały udostępnione do wiadomości publicznej. Wynika z nich, że o ile nieznacznie zmniejszy się zapotrzebowanie na ciepło wykorzystywane dla celów przemysłowych i do przygotowania ciepłej wody użytkowej, to w znaczący sposób zmniejszy się zapotrzebowanie na ciepło dla celów ogrzewania pomieszczeń. Oceniono, że do roku 2030 przy wzroście powierzchni użytkowej mieszkań o 13 % możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło wykorzystywane na cele komunalne o 16 %. W perspektywie 2050 roku przyrost powierzchni mieszkań i zmniejszenie zapotrzebowania oceniono na podobnym, ponad 30% poziomie. Potwierdzeniem możliwości uzyskania dużych oszczędności ciepła na cele grzewcze w skali budynku znaleźć można w pracy [3].

Zbadano w niej wpływ różnych działań termomodernizacyjnych na zapotrzebowanie budynku na ciepło. Obiektem badań modelowych był wielorodzinny budynek zbudowany w latach 80 już z przyzwoitym zapotrzebowaniem ok. 170 kWh/m²r. Efekty tych działań zilustrowano na rysunku 3. Z badań wynika, że modernizacja przeprowadzona w odpowiednio szerokim



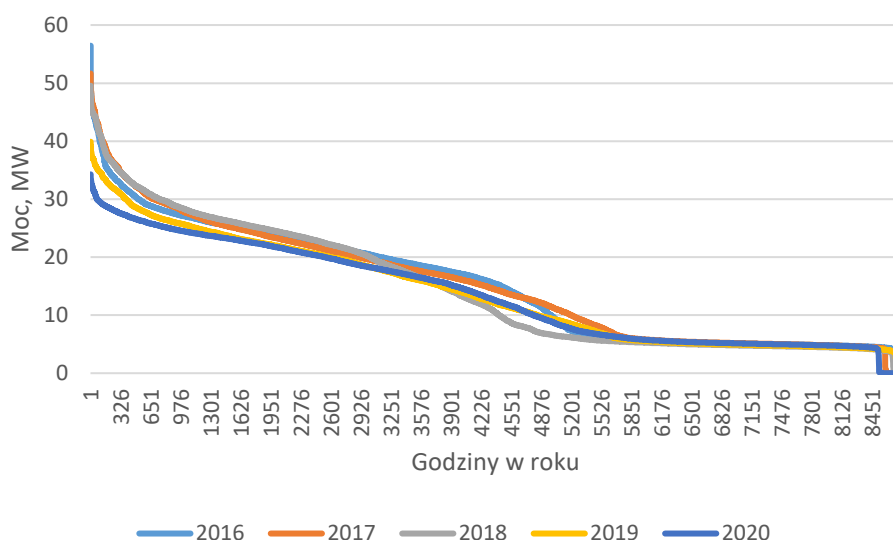
zakresie pozwala zmniejszyć zapotrzebowanie na ciepło budynku do poziomu poniżej 40 % zapotrzebowania pierwotnego.



Rysunek 3. Zmiany zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku w wyniku kolejnych działań termomodernizacyjnych [4]

Na rysunku 4 przedstawiono zmianę wykresu uporządkowanego zapotrzebowania na ciepło w latach 2016 – 2020. Wielkość zmian zamówienia moc w ostatnich latach przedstawiono w tabeli 4 i na rysunku 5. Pokazuje to jak moc zmieniała się w ostatnich latach.

Obniżenia zapotrzebowania na moc jakie może nastąpić w przyszłości ma jeszcze jedno istotne znaczenie. Pozwala utrzymać koszty ogrzewania na stałym poziomie nawet przy rosnących cenach ciepła. Gdyby przyjąć podobny jak w skali kraju gradient zmniejszanie się zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym Skierniewic, to można ocenić, że w roku 2030 będzie ono wynosiło około 385 TJ (16% mniej), a w 2050 około 320 TJ (30% mniej).

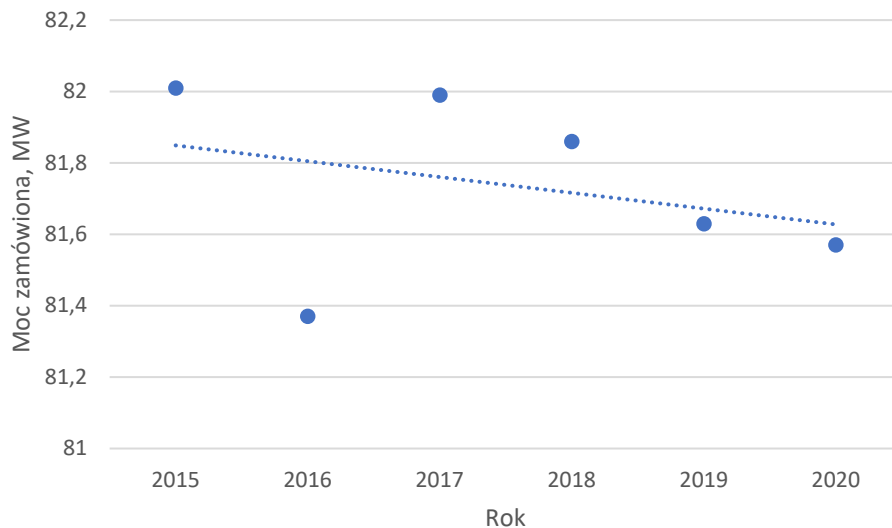


Rysunek 4. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc ciepłowniczą w poszczególnych latach 2016-2020



Tabela 6. Zestawienie wielkości zamówienia mocy w poszczególnych latach

Lp.	Rok	Moc zamówiona, MW		
		CO	CW	Razem
1	2015	68,08	13,93	82,01
2	2016	67,34	14,03	81,37
3	2017	67,46	14,53	81,99
4	2018	67,13	14,73	81,86
5	2019	67,05	14,58	81,63
6	2020	66,93	14,64	81,57



Rysunek 5. Całkowita moc zamówiona w poszczególnych latach oraz aproksymacja liniowa trendu

Taki spadek sprzedaży ciepła przekłada się oczywiście na znacznie większy spadek zapotrzebowania na moc. Przyjmując, że na niezmiennym poziomie ok. 5 MW pozostaną potrzeby letnie, związane z wytwarzaniem ciepłej wody użytkowej, a spadek mocy będzie dotyczył tylko okresu grzewczego, to można ocenić że zmniejszy się ono do poziomu 30 – 35 MW w 2030 roku oraz 20 – 25 MW w 2050 r.



5 WARIANTY MODERNIZACJI

W rozdziale 2 przedstawiono opis stanu obecnego (sierpień 2021) ciepłowni, z którego wynika, że w obecnym stanie technicznym ciepłownia zasilająca system ciepłowniczy posiada wystarczającą moc cieplną oraz spełnia wymogi ochrony środowiska. Po zainstalowaniu układów kogeneracyjnych będzie produkowała znaczącą ilość ciepła w kogeneracji. Należy jednak zauważyć, że:

- układy kogeneracyjne przy obecnym zapotrzebowaniu na ciepło nie pozwalają na osiągnięcie statusu tzw. systemu efektywnego energetycznie zgodnie z Dyrektywą o efektywności energetycznej co blokuje możliwości pozyskiwania środków pomocowych na rozwój systemu ciepłowniczego
- rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ znacząco wpływają na koszty produkcji ciepła i należy spodziewać się coraz większego wzrostu tych kosztów,
- około roku 2030 kotły węglowe nie będą już spełniały norm ochrony środowiska (planowana rewizja dyrektywy IED oraz wytycznych BAT) i będzie konieczna kolejna modernizacja instalacji oczyszczania spalin

Z przeprowadzonych analiz wynika, że po zainstalowaniu jednostek kogeneracyjnych nieco poniżej 50 % ciepła będzie wytwarzane w jednostkach kogeneracyjnych. Pozostała część ciepła będzie wytwarzana w kotłach węglowych, co będzie wiązało się ze znaczącą emisją CO₂. Rosnące koszty emisji CO₂ z kotłów węglowych będą wprost przekładały się na przyrost kosztów produkcji ciepła. System ciepłowniczy nie uzyska statusu systemu efektywnego. Przeprowadzona analiza uwarunkowań formalno-prawnych jakim jest obowiązek wprowadzania do ciepłownictwa energii odnawialnej, oraz potrzeb uzyskania statusu systemu efektywnego wskazała że niezbędne i korzystne będzie sukcesywne wprowadzenie do systemu ciepła z źródeł odnawialnych oraz systematyczne zwiększanie udziału energii odnawialnej w produkcji ciepła.

Powyżej przedstawione założenia stanowiły podstawę do opracowania wariantów modernizacji ciepłowni na najbliższe lata z perspektywą osiągnięcia w okolicach roku 2050 neutralności klimatycznej.

W celu zaproponowano wariantów modernizacji rozważono następujące technologie:

- układu słoneczne produkcji ciepła (kolektora i panele fotowoltaiczne oraz układu słoneczne ze zwierciadłami koncentracyjnymi),
- pomp ciepła dużych mocy,
- kotły wielopaliwowe,
- technologie spalania RDF,
- kotły biomasowe,
- układy magazynowania energii (długoterminowe i krótkoterminowe).

W pierwszej kolejności dokonano analizy przydatności tych technologii do zastosowania do zasilania w ciepło skierniewickiego systemu ciepłowniczego. W wyniku takiej analizy odrzucono układy słoneczne wytwarzania ciepła, głównie ze względu na to, że produkcja ciepła z tych układów odbywałaby się w



okresie letnim co odbierałoby rynek ciepła obecnie instalowanym układom kogeneracyjnych. Brak jest terenów które mogłyby być wystarczające dla produkcji ciepła zapewniającej osiągnięcie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Układy takie bez magazynu sezonowego praktycznie nie brałyby udziału w produkcji ciepła w okresie zimowym i praktycznie całość ciepła w tym okresie musiałaby być produkowana z użyciem paliw kopalnych.

W literaturze i na konferencjach ciepłowniczych dużo obecnie mówi się o pompach ciepła (dużej mocy) pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych. Układy takie do efektywnej pracy (odpowiednio wysoki wskaźnik wydajności pompy ciepła) potrzebują relatywnie wysokiej temperatury źródła dolnego. Brak jest naturalnych źródeł takiego ciepła w okolicach ciepłowni. Poza tym obecnie na rynku odnawialna energia elektryczna jest relatywnie droga. Zasilanie pomp ciepła energią elektryczną czarną spowoduje, że tylko część energii dostarczonej do systemu byłaby odnawialna, a pozostała byłaby ciągle obciążona kosztami emisji CO₂ oraz dużym ryzykiem jej wahań. Technologia pomp ciepła jest technologią ciągle nową i relatywnie drogą. W związku z tym zrezygnowano z dalszych rozważań budowy dużych pomp ciepła, które pozwoliłyby na większej niż 50% produkcji ciepła z kogeneracji i OZE (osiągnięcie statusu systemu efektywnego energetycznie zgodnie z Dyrektywą o Efektywności Energetycznej).

W analizach zauważono jednak, że część ciepła z silników (około 15%) będzie tracona ponieważ jest to tzw. ciepło niskotemperaturowe. Ciepło to pochodzi np. z chłodzenia misek olejowych. Dzięki temu, że temperatura takiego czynnika wynosi około 50°C to ciepło takie można w bardzo efektywny technicznie sposób wykorzystać do zasilania sieci ciepłowniczej podnosząc jego temperaturę z wykorzystaniem sprężarkowych pomp ciepła. W związku z tym zdecydowano się na wykonanie szczegółowej analiz ekonomicznej tego typu rozwiązania. Rozwiązanie to nie pozwoli na osiągnięcie status efektywnego energetycznie a tylko zwiększenie efektywności energetycznej układu. Należy zauważyć, że zainstalowania pompy ciepła zwiększy też elastyczność pracy układu. Możliwe będzie albo maksymalizacja produkcji ciepła albo energii elektrycznej.

Wobec opisanych wcześniej uwarunkowań wynikających z dyrektywy ETS oraz wysokich kosztów inwestycyjnych instalacji spalania odpadów, po dyskusji zrezygnowano z wariantu przewidującego budowę kotła wielopaliwowego lub zasilanego paliwem RDF.

Finalnie po konsultacjach z Zamawiającym, do dalszy analiz wytypowano cztery warianty modernizacji elektrociepłowni w Skierniewicach oraz zdecydowano się przeprowadzić wstępną analizę celowości instalowania krótkookresowego magazynu ciepła.

Wytypowane warianty polegają na budowie nowego źródła ciepła w postaci wodnego kotła opalanego biomasą i opcjonalnej zabudowie pomp ciepła przystosowanych do wykorzystywania ciepła odpadowego z istniejących silników tłokowych. Zakres poszczególnych wariantów oraz ich nazewnictwo (stosowane w dalszej części dokumentu) zestawiono w tabeli 6.

Obliczenia dotyczące zużycia poszczególnych nośników do produkcji ciepła oraz całkowitego mixu paliwowego zakładu został wykonany w podejściu „what if”. Zasyulowano produkcję ciepła w latach 2016 – 2020 jak gdyby zakład przeszedł analizowane warianty modernizacji przed tym okresem.

Tabela 7. Zestawienie analizowanych wariantów modernizacji zakładu

		Zabudowa pomp ciepła	
		Tak	Nie
		Nazwa wariantu	
Moc (w cieple) kotła biomasowego	6 MW	Bio-6 + PC	Bio-6
	12 MW	Bio-12 + PC	Bio-12

W symulacji wykorzystano dane dotyczące produkcji ciepła dostarczone przez Zamawiającego.

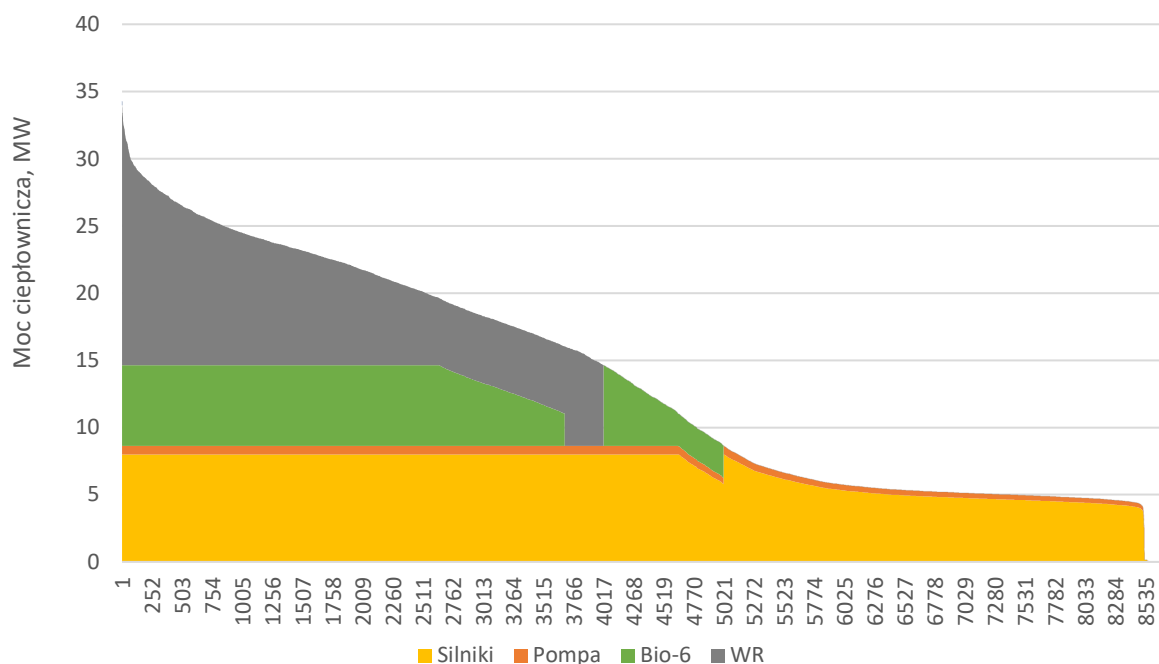
Główne założenia w symulacji:

1. minimum techniczne kotłów biomasowych wynosi 40% mocy w cieple;
2. sprawność średnioroczna kotłów biomasowych wynosi 78%;
3. moc cieplownicza pomp ciepła wynosi 0,21 aktualnej mocy cieplnej silników tłokowych;
4. ilość energii elektrycznej pobieranej przez pompy ciepła została uwzględniona w mixie paliwowym zakładu (nie uwzględniono innych potrzeb własnych).

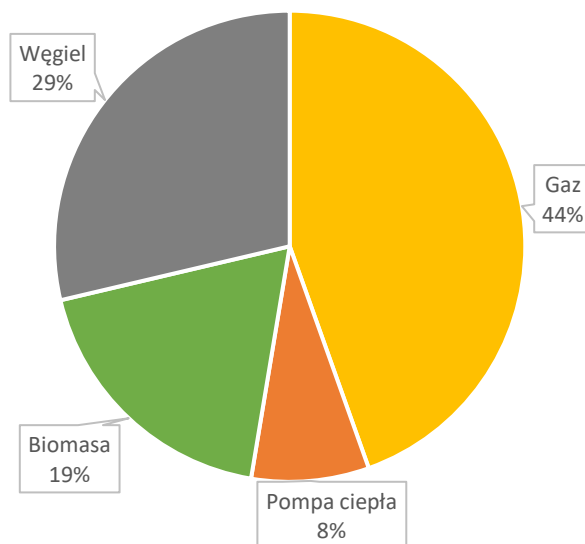
W dalszej części dokumentu zestawiono wyniki symulacji dla poszczególnych wariantów.

5.1 WARIANT BIO-6 + PC

Rozkład produkcji ciepła pomiędzy poszczególne źródła ciepła przedstawiono przykładowo na danych z 2020 roku. Wykres uporządkowany przedstawiono na rysunku 6. Udział poszczególnych źródeł ciepła – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 7. W tabeli 7 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat. Udział poszczególnych nośników energii wykorzystywanych przez zakład – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 8. W tabeli 8 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.



Rysunek 6. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło w roku 2020 z podziałem na źródła ciepła proponowane w wariantcie Bio-6 + PC (gdzie: „Silniki” – ciepło produkowane w kogeneracji przez silniki tłokowe, „Pompa” – ciepło produkowane przez pompy ciepła, „Bio-6” – ciepło produkowane przez nowy kocioł biomasowy, „WR” – ciepło produkowane przez istniejące kotły węglowe).

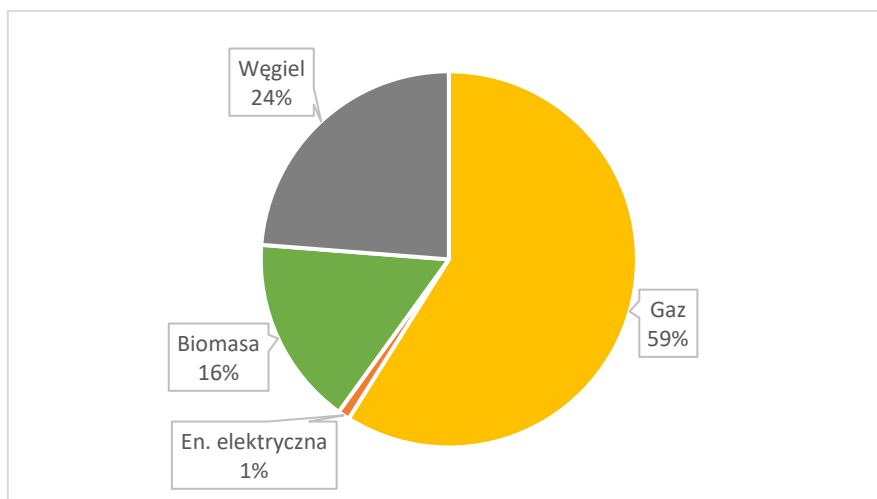


Rysunek 7. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła – średnia z lat 2016-2020



Tabela 8. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Pompa ciepła	Biomasa	Węgiel
2016	42,6%	8,9%	18,6%	29,9%
2017	42,7%	9,0%	18,4%	29,9%
2018	42,5%	8,9%	17,7%	30,9%
2019	46,1%	9,7%	18,7%	25,5%
2020	48,8%	3,9%	20,1%	27,2%
Średnia	44,6%	8,1%	18,7%	28,7%



Rysunek 8. Wyniki symulacji udziału poszczególnych nośników energii w mixie paliwowym zakładu – średnia z lat 2016-2020

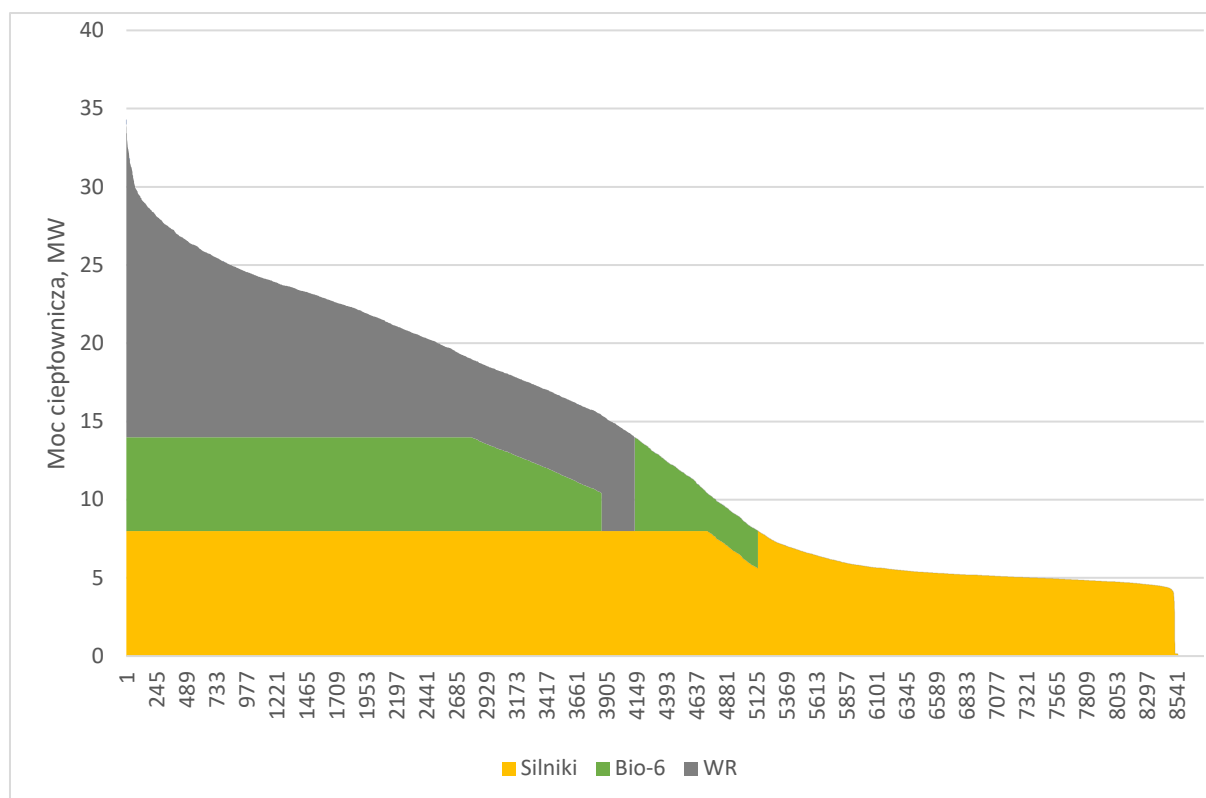
Tabela 9. Wyniki symulacji mixu paliwowego zakładu w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Energia elektryczna	Biomasa	Węgiel
2016	57,3%	1,1%	16,4%	25,1%
2017	57,5%	1,1%	16,3%	25,1%
2018	57,2%	1,1%	15,7%	26,0%
2019	61,3%	1,2%	16,3%	21,2%
2020	61,5%	0,5%	16,7%	21,4%
Średnia	58,9%	1,0%	16,3%	23,8%

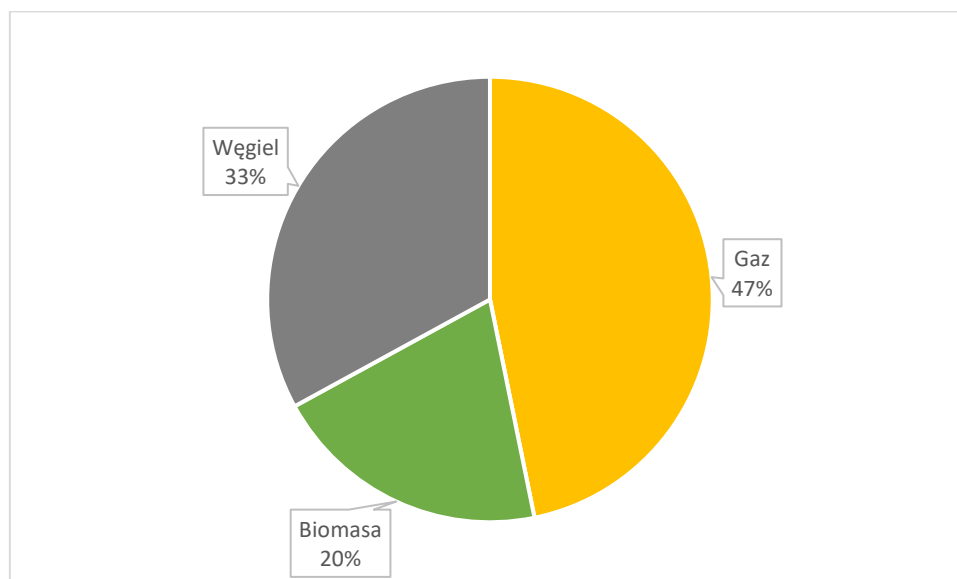


Wariant Bio-6

Rozkład produkcji ciepła pomiędzy poszczególne źródła ciepła przedstawiono przykładowo na danych z 2020 roku. Wykres uporządkowany przedstawiono na rysunku 9. Udział poszczególnych źródeł ciepła – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 10. W tabeli 9 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat. Udział poszczególnych nośników energii wykorzystywanych przez zakład – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 11. W tabeli 10 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.



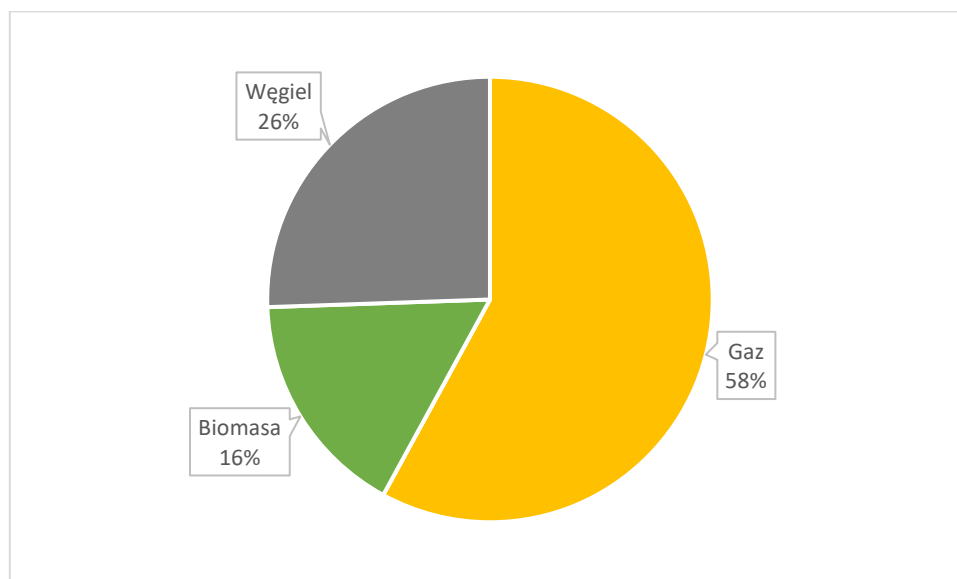
Rysunek 9. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło w roku 2020 z podziałem na źródła ciepła proponowane w wariantcie Bio-6 (gdzie: „Silniki” – ciepło produkowane w kogeneracji przez silniki tłokowe, „Bio-6” – ciepło produkowane przez nowy kocioł biomasowy, „WR” – ciepło produkowane przez istniejące kotły węglowe).



Rysunek 10. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła – średnia z lat 2016-2020

Tabela 10. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Biomasa	Węgiel
2016	45,1%	20,3%	34,6%
2017	44,9%	20,3%	34,7%
2018	45,3%	18,9%	35,8%
2019	48,7%	20,7%	30,6%
2020	49,9%	21,0%	29,1%
Średnia	46,8%	20,2%	33,0%



Rysunek 11. Wyniki symulacji udziału poszczególnych nośników energii w mixie paliwowym zakładu – średnia z lat 2016-2020

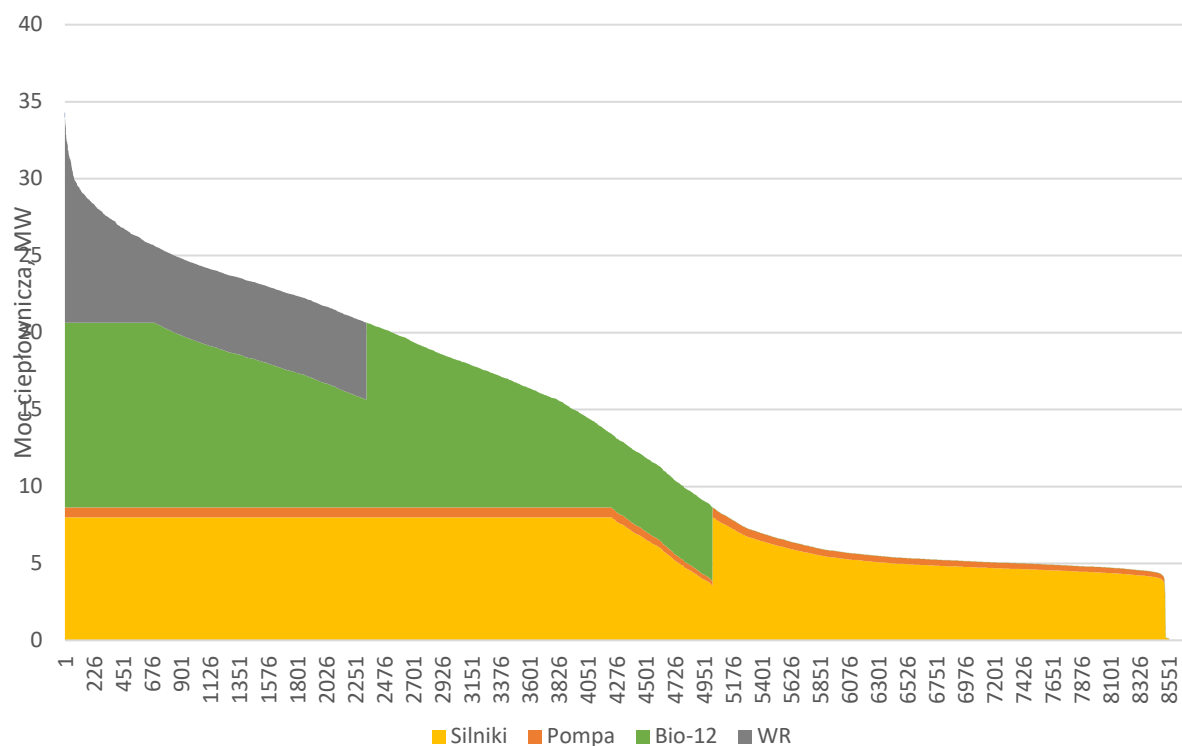
Tabela 11. Wyniki symulacji mixu paliwowego zakładu w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Biomasa	Węgiel
2016	56,3%	16,6%	27,0%
2017	56,1%	16,7%	27,1%
2018	56,5%	15,5%	28,0%
2019	59,8%	16,7%	23,5%
2020	61,0%	16,9%	22,2%
Średnia	58,0%	16,5%	25,5%



5.2 WARIANT BIO-12 + PC

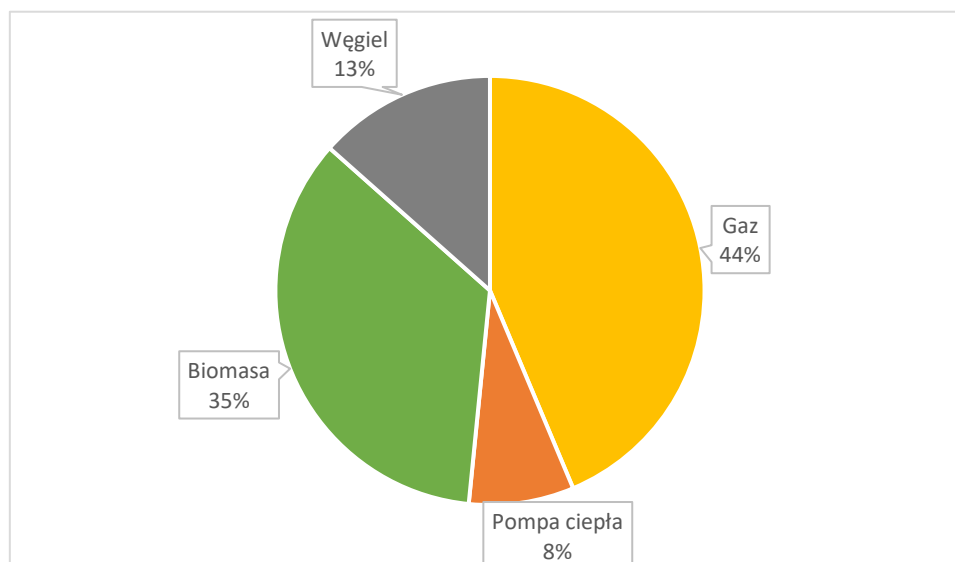
Rozkład produkcji ciepła pomiędzy poszczególne źródła ciepła przedstawiono przykładowo na danych z 2020 roku. Wykres uporządkowany przedstawiono na rysunku 12.



Rysunek 12. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło w roku 2020 z podziałem na źródła ciepła proponowane w wariantcie Bio-12 + PC (gdzie: „Silniki” – ciepło produkowane w kogeneracji przez silniki tłokowe, „Pompa” – ciepło produkowane przez pompy ciepła, „Bio-12” – ciepło produkowane przez nowy kocioł biomasowy, „WR” – ciepło produkowane przez istniejące kotły węglowe).



Udział poszczególnych źródeł ciepła – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 13. W tabeli 11 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.

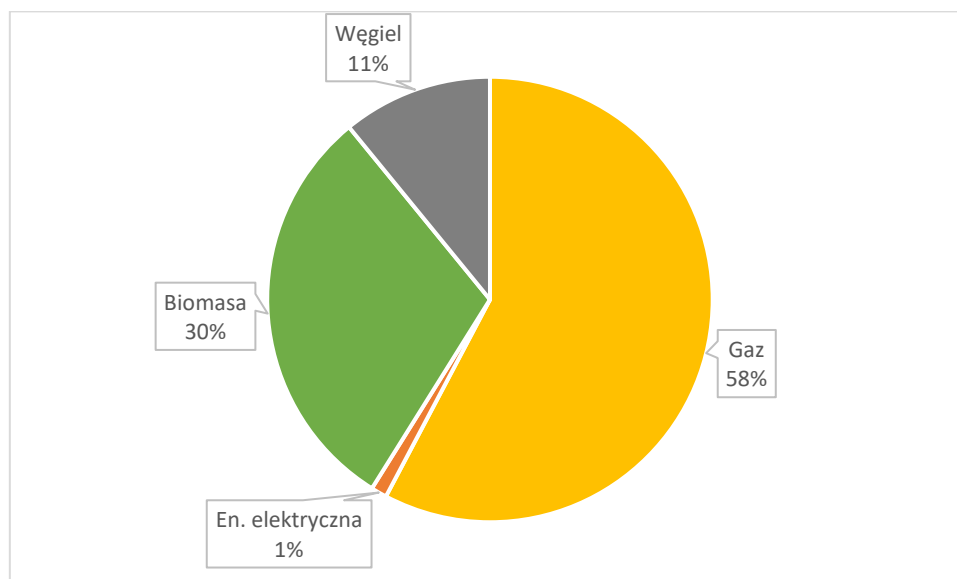


Rysunek 13. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła – średnia z lat 2016-2020

Tabela 12. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Pompa ciepła	Biomasa	Węgiel
2016	42,1%	8,8%	35,1%	14,0%
2017	41,8%	8,8%	34,9%	14,5%
2018	41,8%	8,8%	33,0%	16,4%
2019	44,9%	9,4%	34,6%	11,1%
2020	47,7%	3,8%	37,4%	11,1%
Średnia	43,7%	7,9%	35,0%	13,4%

Udział poszczególnych nośników energii wykorzystywanych przez zakład – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 14. W tabeli 12 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.



Rysunek 14. Wyniki symulacji udziału poszczególnych nośników energii w mixie paliwowym zakładu – średnia z lat 2016-2020

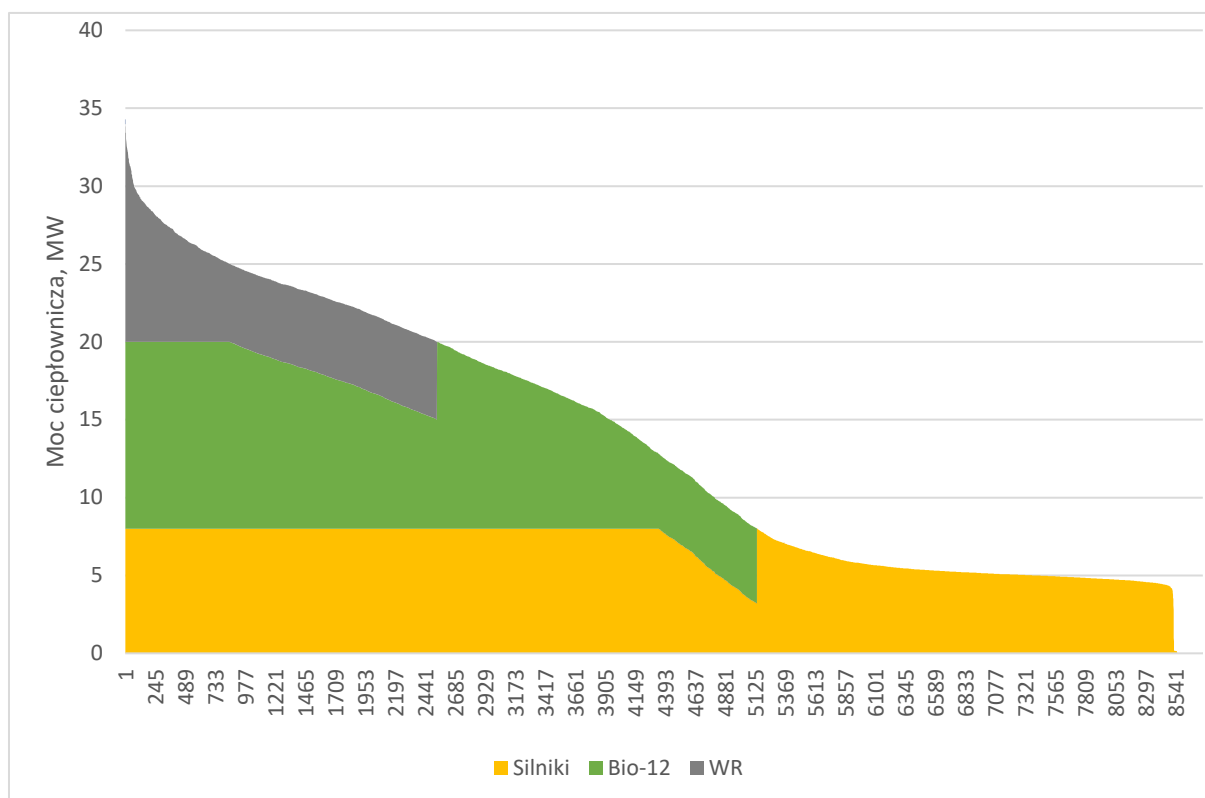
Tabela 13. Wyniki symulacji mixu paliwowego zakładu w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Energia elektryczna	Biomasa	Węgiel
2016	56,3%	1,1%	30,9%	11,7%
2017	56,0%	1,1%	30,7%	12,1%
2018	56,0%	1,1%	29,1%	13,8%
2019	59,5%	1,2%	30,1%	9,2%
2020	59,9%	0,5%	30,9%	8,8%
Średnia	57,5%	1,0%	30,3%	11,1%



5.3 WARIANT BIO-12

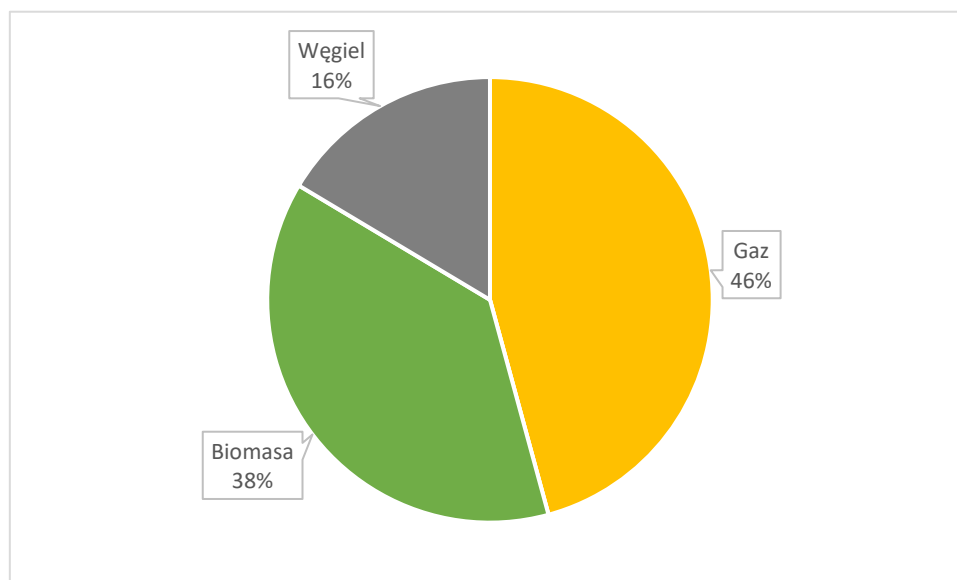
Rozkład produkcji ciepła pomiędzy poszczególne źródła ciepła przedstawiono przykładowo na danych z 2020 roku. Wykres uporządkowany przedstawiono na rysunku 15.



Rysunek 15. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło w roku 2020 z podziałem na źródła ciepła proponowane w wariantcie Bio-12 (gdzie: „Silniki” – ciepło produkowane w kogeneracji przez silniki tłokowe, „Pompa” – ciepło produkowane przez pompy ciepła, „Bio-12” – ciepło produkowane przez nowy kocioł biomasowy, „WR” – ciepło produkowane przez istniejące kotły węglowe).



Udział poszczególnych źródeł ciepła – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 16. W tabeli 13 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.

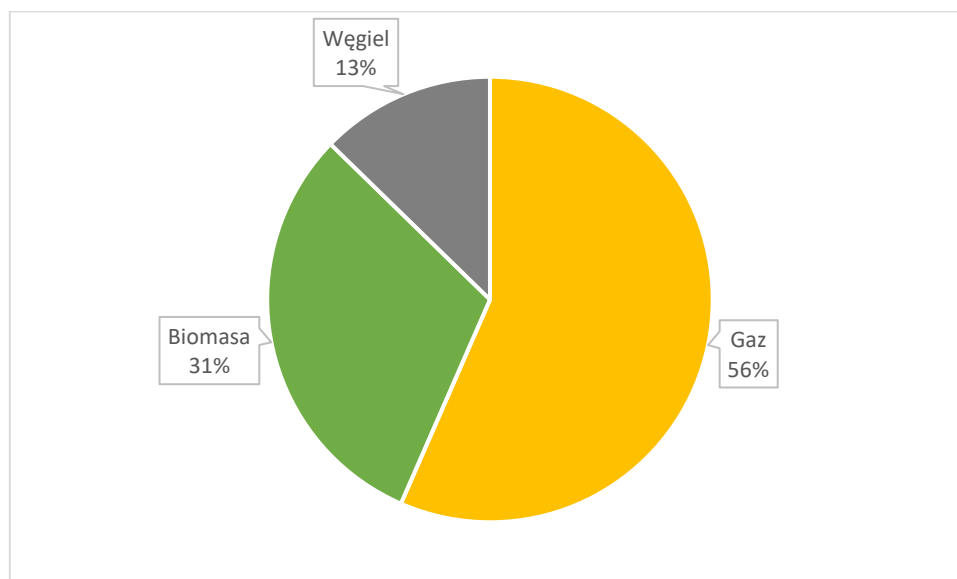


Rysunek 16. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła – średnia z lat 2016-2020

Tabela 14. Wyniki symulacji udziału poszczególnych źródeł w produkcji ciepła w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Biomasa	Węgiel
2016	44,6%	37,8%	17,6%
2017	43,9%	38,1%	17,9%
2018	44,5%	35,8%	19,7%
2019	47,1%	38,4%	14,5%
2020	48,7%	38,9%	12,4%
Średnia	45,8%	37,8%	16,4%

Udział poszczególnych nośników energii wykorzystywanych przez zakład – uśredniony dla lat 2016-2020 – przedstawiono na rysunku 17. W tabeli 14 przedstawiono wyniki dla poszczególnych lat.



Rysunek 17. Wyniki symulacji udziału poszczególnych nośników energii w mixie paliwowym zakładu – średnia z lat 2016-2020

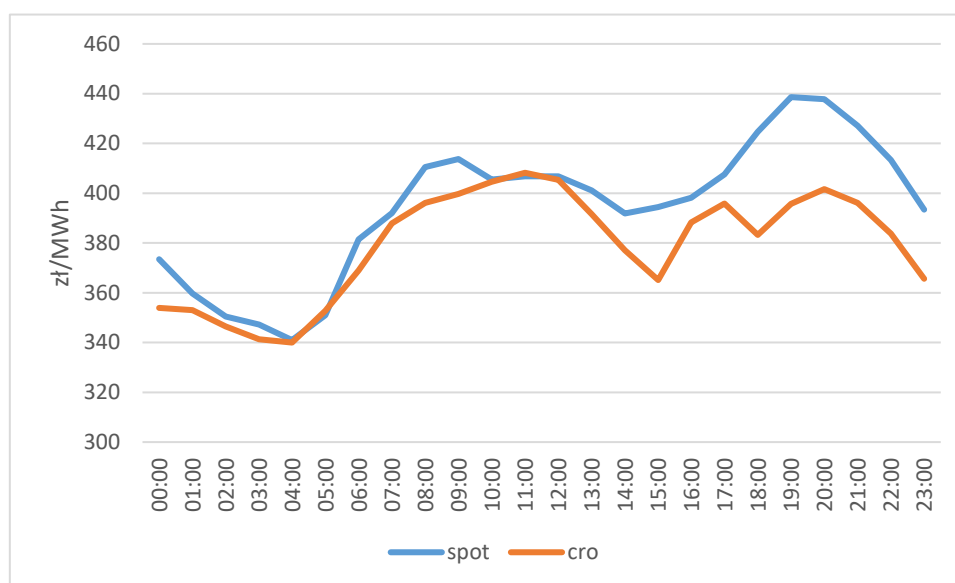
Tabela 15. Wyniki symulacji mixu paliwowego zakładu w latach 2016 - 2020

Rok	Gaz	Biomasa	Węgiel
2016	55,4%	30,9%	13,6%
2017	54,8%	31,3%	14,0%
2018	55,3%	29,3%	15,3%
2019	57,9%	31,0%	11,1%
2020	59,4%	31,2%	9,4%
Średnia	56,6%	30,7%	12,7%



5.4 ZABUDOWA AKUMULATORA (ZASOBNIKA) CIEPŁA

Zabudowa akumulatora ciepła jest opcją dostępną w przypadku każdego wariantu modernizacji. Propozycja zabudowy akumulatora ma na celu częściowe uelastycznienie zależności pomiędzy produkcją energii elektrycznej w kogeneracji a zapotrzebowaniem na ciepło w systemie. Takie uelastycznienie umożliwi wykorzystanie dobowych wahań cen energii elektrycznej i przeniesienie produkcji na godziny, w których ceny są najwyższe. Na rysunku poniżej przedstawiono uśrednione ceny energii elektrycznej w ciągu doby w okresie letnim (dane za rok bieżący).



Rysunek 18. Porównanie średnich godzinowych cen energii elektrycznej w ciągu doby okresu letniego

Przeanalizowano trzy warianty modelowej pracy akumulatora i źródeł kogeneracyjnych w okresie letnim. Warianty te różnią się mocą cieplowniczą w podstawie (generowana przez całą dobę niezależnie od cen) oraz wielkością akumulatora. Warianty zestawiono w tabeli 15.

Tabela 16. Zestawienie wariantów modelowej pracy akumulatora ciepła

Wariant	Moc cieplownicza w podstawie, MW	Godziny szczytu porannego	Godziny szczytu wieczornego	Pojemność akumulatora ciepła, MWh
2-6	2	8 - 12	17 - 22	30
1-7	1	8 - 13	16 - 22	35
0-8	0	8 - 13	15 - 22	45



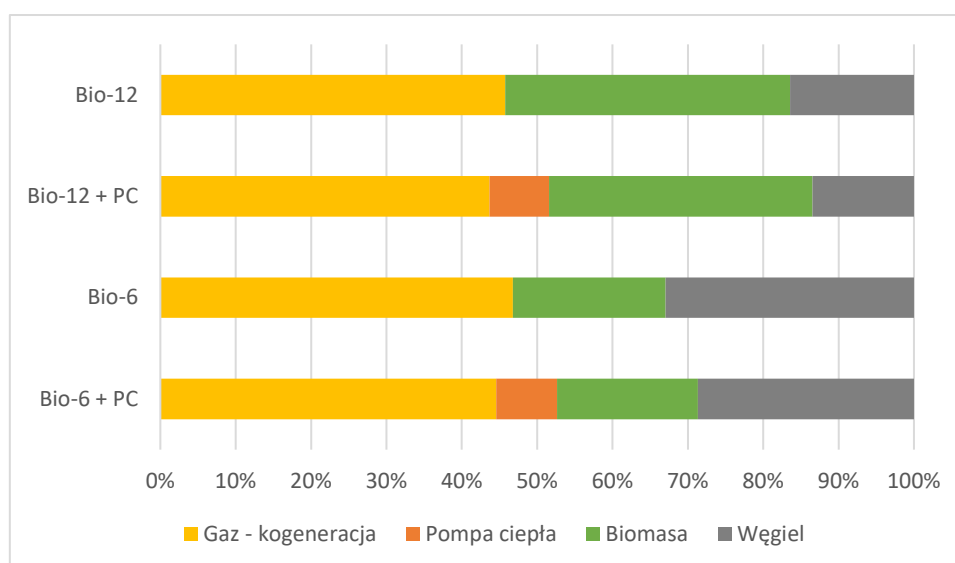
Symulacja pracy według przedstawionych wariantów wykazała, że istnieje możliwość zwiększenia średniodobowej ceny sprzedaży energii elektrycznej poprzez przesunięcie produkcji. W tabeli 16 zestawiono wartości średniodobowej ceny sprzedaży energii w poszczególnych wariantach pracy akumulatora oraz w przypadku braku akumulatora. Uzyskane wielkości zostały wykorzystane w analizie ekonomicznej.

Tabela 17. Średniodobowa cenne sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych wariantach pracy akumulatora oraz w przypadku braku akumulatora

Wariant	Średniodobowa cena sprzedaży energii elektrycznej, zł/MWh
bez akumulatora	385,05
2-6	401,98
1-7	407,39
0-8	413,62

5.5 PORÓWNANIE WARIANTÓW

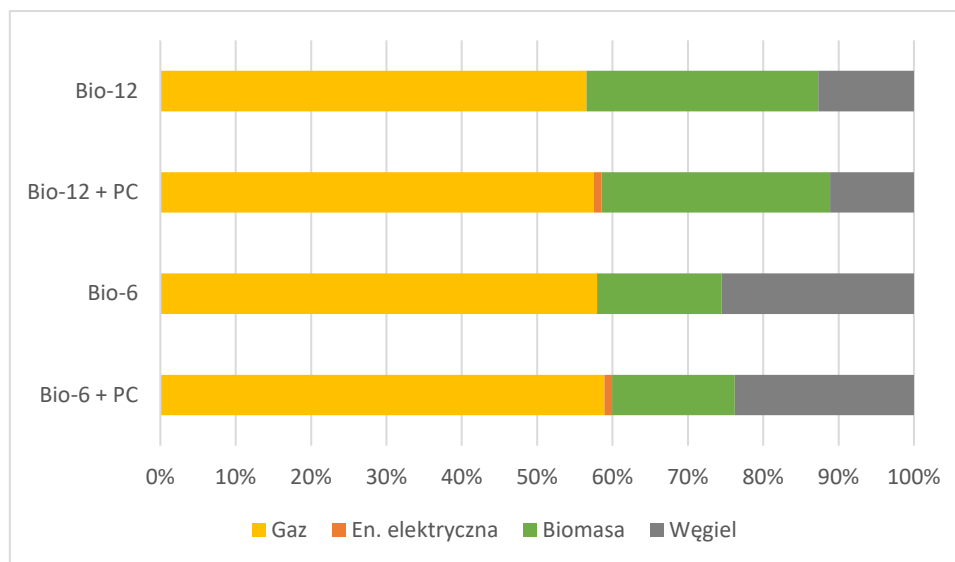
Na rysunku 19 przedstawiono udział poszczególnych źródeł ciepła w analizowanych wariantach. W każdym przypadku suma udziałów ciepła produkowanego w kogeneracji i w kotle biomasowy znacząco przekracza wymagany próg 50%. W zależności od wariantu udział ciepła produkowanego w istniejących jednostkach węglowych waha się od 13% do 33%.



Rysunek 19. Udział poszczególnych źródeł ciepła w poszczególnych wariantach modernizacji zakładu



W zależności od proponowanego wariantu zmienia się zapotrzebowanie na nośniki energii przez zakład. Na rysunku 20 przedstawiono mixy paliwowe dla poszczególnych wariantów. Udział gazu ziemnego w każdym przypadku oscyluje w granicy 60%. Udział węgla kamiennego waha się w zakresie od 11% do 26%.



Rysunek 20. Mixy paliwowe w poszczególnych wariantach modernizacji zakładu



6 ANALIZA EKONOMICZNA

Zaproponowane warianty w rozdziale 4 zostaną poddane ocenie efektywności ekonomicznej. Analiza ekonomiczna proponowanych wariantów zostanie wykonana na zasadzie przyrostowej. Zgodnie z nią do analizy ekonomicznej brana jest pod uwagę jedynie różnica wartości przepływów między wariantem rozwojowym a wariantem odniesienia. W związku z tym konieczne jest zdefiniowanie stanu odniesienia, tj. bez wykonania projektu rozwojowego i stan po wykonaniu projektu rozwojowego. Dzięki tej zasadzie możliwa jest ocena ekonomiczna rozważanej inwestycji (tylko tej inwestycji) a nie całego przedsiębiorstwa.

Dla każdego z wariantów inwestycyjnych może być inny wariant odniesienia. Inwestycje w kocioł biomasowy o mocy 6 lub 12 MW będzie inwestycją pozwalającą osiągnąć status systemu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej. W związku z tym układem odniesienia dla tego wariantu będzie stan ciepłowni jaki będzie w roku, w którym kotły będą mogły być oddane do użytku, tj. zakłada się, że zostaną już wybudowane silniki gazowe. Taki wariant będzie nazywany wariantem bazowym i oznaczany „Bazowy”. W tym wariantcie będą istniały obecne kotły węglowe i będą już zainstalowane 4 silniki gazowe.

Inwestycja w pompę ciepła będzie stanowiła wariant rozwojowy dla każdego z wariantów tj. bazowego, z kotłem biomasowym o mocy 6 i mocy 12 MW ponieważ niezależnie od wyboru rozwoju źródła ciepła pompy ciepła będą mogły być domontowane do istniejących silników gazowych. Zestawienie wariantów rozwojowych i wariantów odniesienia przedstawiono w tabeli 16.

Tabela 18. Zestawienie oznaczeń i opisów wariantów rozwojowych i odpowiednich dla nich wariantów bazowych

Wariant rozwojowy	Wariant odniesienia
Pompa (budowa pompy ciepła)	Bazowy
Bio-6 (budowa kotła biomasowego o mocy 6 MW)	Bazowy
Bio-6 + PC (budowa kotła biomasowego o mocy 6 MW + pompa ciepła)	Bio-6
Bio-12 (budowa kotła biomasowego o mocy 12 MW)	Bazowy
Bio-12 + PC (budowa kotła biomasowego o mocy 12 MW + pompa ciepła)	Bio-12

W związku z tym, że w analizie uwzględniane są tylko różnice kosztów wariantu z realizacją projektów (wariant rozwojowy) względem kosztów wariantu odniesienia, w obliczeniach uwzględniane będą jedynie następujące zmiany wartości kosztów i przychodów:

- koszty inwestycyjne na budowę inwestycji rozwojowych (kocioł biogazowego, pompa ciepła),
- zmiana ilości zużywanego węgla w wyniku ograniczenia pracy kotłów węglowych,
- zmiana ilość zużywanego gazu w silnikach,



- zmiana przychody związane ze sprzedażą energii elektrycznej w wyniku:
 - zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła,
 - zmiany wielkości produkcji samych silników,
- zmiana wielkości kosztów emisji w wyniku zmiany zużycia paliw.

Należy zwrócić uwagę, że żaden z wariantów nie wpłynie na wielkość przychodów związanych ze sprzedażą ciepła. Zakład się również, że nie ulegną zmianie koszty pracy (brak zmian w zatrudnieniu). Pominięte zostaną zmiany w wielkości kosztów eksploatacyjnych wynikających z remontów. Koszty remontów nowych kotłów biomasowych powinny być niższe niż koszty remontów istniejących kotłów węglowych. W tym rozważaniach różnice te pominięto.

6.1 ZAŁOŻENIE DO ANALIZY EKONOMICZNEJ

6.1.1 Założenia techniczne

Do analizy ekonomicznej przyjęto następujące założenia techniczne:

- stosunek mocy elektrycznej silnika brutto do mocy cieplnej silnika 1,
- sprawność całkowita silnika gazowego – 87%,
- potrzeby własne elektryczne silnika 1,5%,
- sprawność kotłów węglowych – 82%,
- sprawność kotłów biomasowych – 82%,
- emisyjność węgla – 95 kg/GJ,
- emisyjność gazu – 55,42 kg/GJ.

6.1.2 Wycena nakładów inwestycyjnych

6.1.2.1 Szacunkowe nakłady inwestycyjne na kotły biomasowe w PEC Skierniewice

W tabeli 18 przedstawiono rzeczywiste dane z rozstrzygniętych postępowań przetargowych, procedowanych w ostatnich latach. Na rysunkach 21 i 22 przedstawiono odpowiednio zależność nakładów całkowitych na budowę kotła oraz nakładów jednostkowych na budowę kotła.

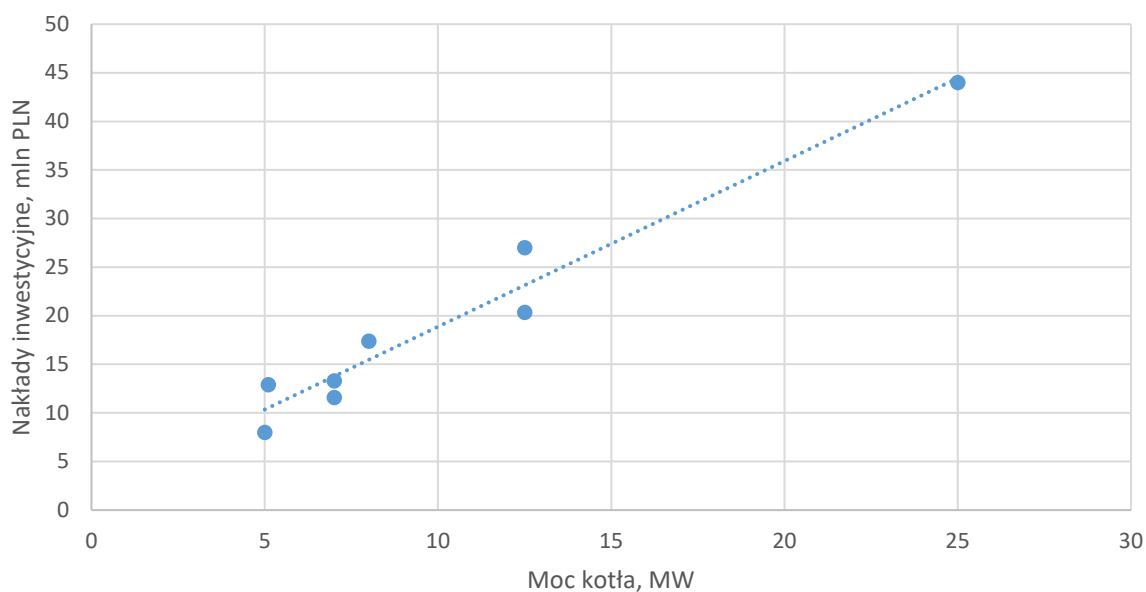
Tabela 19. Koszty budowy i eksploatacji kotła biomasowego wg [5]

Kocioł biomasowy	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ
Mały kocioł z automatycznym podajnikiem paliwa na pellet	<0,01 (<10 kW _t)	1 000 000 (1 000/kW _t)	350 000 (350/kW _t /rok)	100
Kocioł biomasowy na pellet – budynki użyteczności publicznej	0,01–0,5	600 000	340 000	83
Kocioł biomasowy na zrębki na potrzeby ciepłownictwa	0,5–20	2 900 000	160 000	60

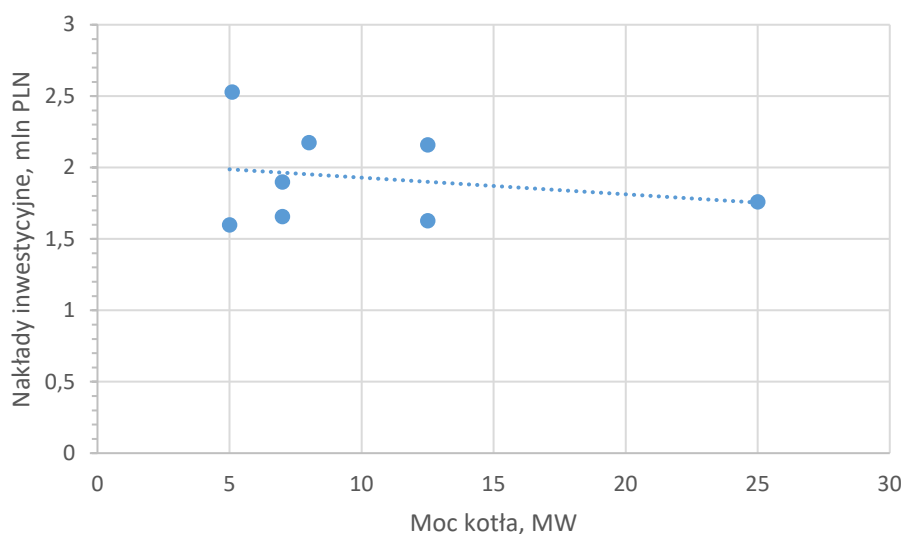


Tabela 20. Wybrane dane charakteryzujące projekty biomasowe realizowane ciepłowniach węglowych w ostatnich latach

Lokalizacja	Rok oddania do użytkowania	Moc zainstalowana [MW]	Paliwo	Nakłady inwestycyjne [mln zł]	Jednostkowe nakłady inwestycyjne [mln zł/MWt]
MPEC Olsztyn	2019	25	Zrębka leśna	44	1,76
PEC Ełk	2018	5	Zrębka leśna	8	1,6
PEC Suwałki	2020	2 x 12,5	Zrębka leśna	40,7	1,63
Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi	2020	8	b.d.	17,4	2,18
MPEC Nowy Sącz	2020	7	b.d.	13,3	1,9
PC Działdowo	2022	5,1	b.d.	12,9	2,52
MPGK Krosno	2020	7	Zrębka leśna	11,6	1,66
PEC Biała Podlaska	2021	5+12	Zrębka leśna	30,6	1,8
MPEC Łomża	2020	12,5	Zrębka leśna	27	2,16



Rysunek 21 Wielkość całkowitych nakładów inwestycyjnych w funkcji wielkości kotła



Rysunek 22 Wielkość jednostkowych nakładów inwestycyjnych w funkcji wielkości kotła

Analiza przedstawionych danych pozwala stwierdzić, że wartość tych nakładów kształtuje się na poziomie od około 1,7 do nawet około 2,5 mln zł/MWt. Różnice pomiędzy wartościami nakładów jednostkowych dla poszczególnych inwestycji wynikają z wielkości obiektów oraz innych lokalnych uwarunkowań. Wartość średnia z nakładów jednostkowych dla inwestycji kończących się w 2020 roku lub później przy mocy około 6 MW wynosi ok 2 mln zł/ MWt a przy mocy około 12 MW można przyjąć około 1,9 mln zł. Biorąc pod uwagę obserwowane w ostatnich miesiącach rosnące ceny stali do dalszych rozważań przyjęto wartość o 15% wyższe, tj. odpowiednio 2,3 mln zł i 2,2 mln zł. Finalnie dla koszt budowy kotła o mocy 6 MW szacowany jest na 13,8 mln zł i a kotła o mocy 12 MW odpowiednio 26,4 mln zł.

Dla określania wartości przepływów finansowych przyjęto czas budowy kotła równy 3 lata z rozłożeniem nakładów finansowym na poszczególne lata odpowiednio 20%/40%/40%. W związku z tym przyjęto rozkład nakładów inwestycyjnych w latach tak jak pokazano w tabeli 20 .

Tabela 21. Rozkład nakładów inwestycyjnych w czasie na inwestycję związaną z budową kotła biomasowego odpowiednio o mocy 6 MW i 12 MW

Kocioł	2022	2023	2024
Biomasa 5 MW	2 760	5 520	5 520
Biomasa 12 MW	5 280	10 560	10 560



6.1.2.2 Szacunkowe nakłady inwestycyjne na instalację pompy ciepła

Oszacowano nakłady inwestycyjne na instalację pompy ciepła na podstawie danych otrzymanych od dostawcy pompy ciepła w wysokości 110 tys. €. Do tego doliczono 50% jako koszty urządzeń pomocniczych i koszty montażu. Przy kursie €/zł równym 4,5 daje to całkowitą wartość nakładów w wysokości 742,5 tys. zł. Zakłada się, że nakłady zostaną poniesione w jednym roku. Założono, że inwestycja w pompę ciepła będzie w roku 2023 i eksploatacja od roku 2024.

6.2 PROGNOZA CEN NOŚNIKÓW ENERGII I POZWOLEŃ NA EMISJĘ CO₂

W celu opracowanie prognoz cen nośników energii i pozwoleń na emisję CO₂ przyjęto jako ceny startowe ceny obecnie występując na rynku a na lat przyszłe przyjęto tendencje zmian (wielkość zmian procentowych) zgodnie z tym co podano w „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP2040) przyjętej przez Rząd 2 lutego 2021 roku. Polityka jest o tyle dobrym dokumentem, że zawiera jeden spójny zestaw prognoz cen paliw i energii elektrycznej.

W tabeli przedstawiono wartości cen nośników energii oraz cen uprawnień do emisji CO₂ w roku 2021 jakie przyjęto do analiz. Podano również na jakiej podstawie ustalano poszczególne wartości.

Tabela 22. Zestawienie cen nośników energii

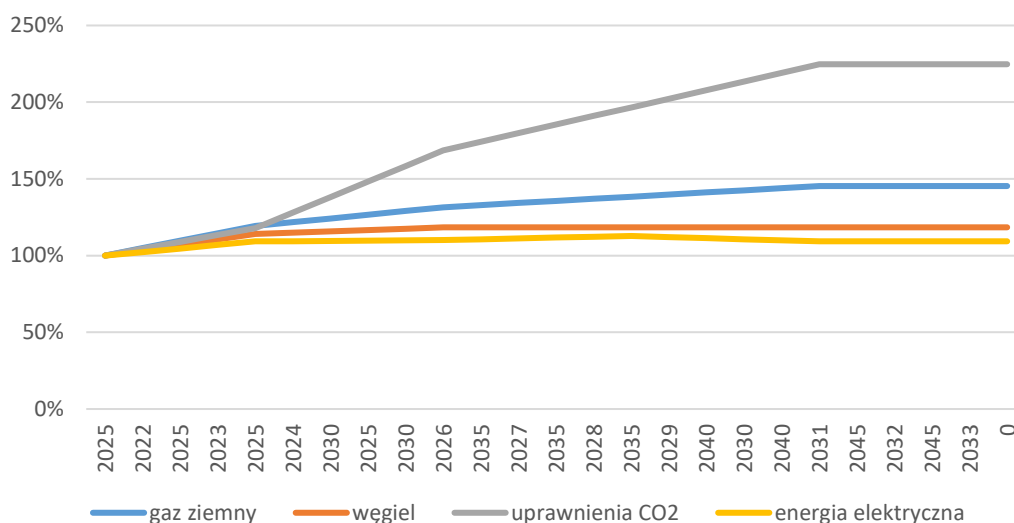
Wyszczególnienie	Wartość	Sposób oszacowania
Cena uprawnień emisji CO ₂	247,5 zł/Mg	Przyjęto wartość 55€/Mg na podstawie danych publikowanych przez KOBIZE i kurs 4,5 €/zł
Gaz ziemny	51,17 zł/GJ	Cena za gaz 12,882 zł/kWh (informacja od Zleceniodawcy) + szacunki kosztów przesyłowych zgodnie z taryfą PSG
Węgiel kamienny	13,07 zł/GJ	Podstawie informacji uzyskanych od Zleceniodawcy cena węgla krajowego 12,5 zł/GJ i rosyjskiego 13,64 zł/GJ. Do obliczeń przyjęto wartość średnią
Biomasa	30 zł/GJ	Szacunki własne na podstawie informacji publicznych
Energia elektryczna	360 zł/MWh	Cena energii na podstawie danych giełdowych

W celu oszacowanie cen biomasy wykonano przegląd dostępnych publicznie rozstrzygnięć przetargowych na dostawy biomasy do ciepłowni. Paliwem preferowanym do proponowanych kotłów wydaj się powinien być zrębek leśna. Z przeglądu oferty wynik, że występuje generalnie duża rozbieżność cen w analizowanych przetargach. Najnowsze rozstrzygnięcie (28.06.2021) z MPEC Olsztyn



na dostawę 4 000 Mg zrębki dało cenę ok 24-25 zł/GJ (netto). Natomiast w poprzednim przetargu, który odbył się we wrześniu 2020 (MPEC Olsztyn) cena wynosiła 18 zł/GJ, także widać jej duży wzrost. Cena poniżej 20 zł/GJ była chyba obowiązująca w tamtym roku co potwierdza również przetarg z Grajewa. Przyrost cen jest istotny i wydaje się, że wynika on z dużego zainteresowania biomasą w wyniku wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂. PEC Skierniewice uzyskał ofertę na dostawę peletu do współspalania w wysokości 34,7 - 41,3 zł/GJ. Proponuje się aby przyjąć cenę biomasy do kotłów gdzieś pomiędzy ceną zrębki jako została uzyskana w Olsztynie (pamiętając, że jest to relatywnie niska cena ze względu na bliskość znacznych zasobów leśnych) a ceną peletu jaką uzyskał PEC Skierniewice. W związku z tym proponuje się przyjąć wartość arbitralnie w wysokości 30 zł/GJ.

Drugim etapem jest przyjęcie ścieżek cenowy wzrostu cen. Do tego celu przyjęto wartości procentowe przyrostów energii zgodnie z danymi przedstawionymi w PEP 2040. Przyjęte w PEP 2040 zmiany procentowe cen przedstawiono na wykresie na rysunku 23. Należy zauważyć, że brak jest danych o ścieżkach procentowych cen biomasy. W związku z tym dla biomasy przyjęto stałą cenę. Na podstawie takich założeń w tabeli 24 przedstawiono finalne ceny nośników energii i uprawnień do emisji CO₂.



Rysunek 23. Zmiany procentowe cen poszczególnych nośników energii i energii elektrycznej (opracowanie własne na podstawie PEP 2040)

[illegible]



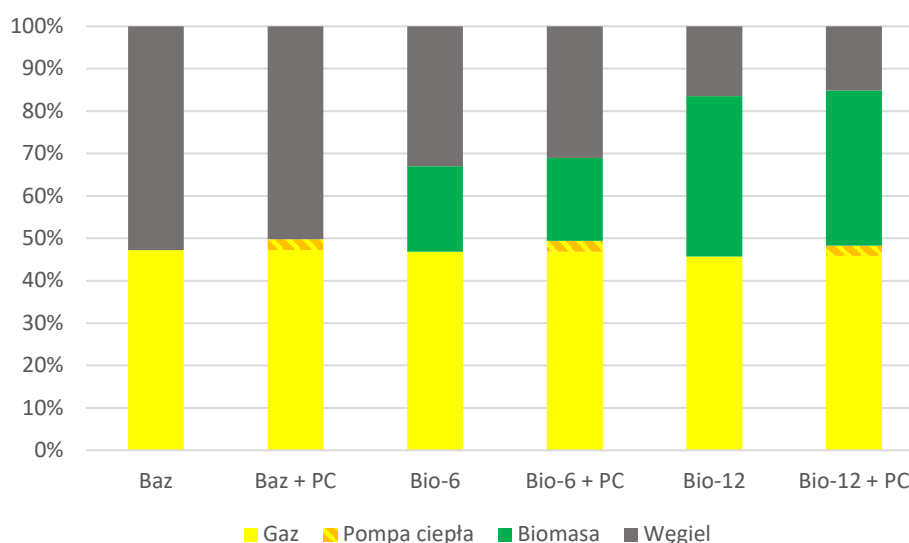
6.3 OSZACOWANIE PRZEPŁYWÓW FINANSOWYCH W POSZCZEGÓLNYCH LATACH EKSPLOATACJI

6.3.1 Bilanse energetyczne

Do określenia wartości przepływów niezbędne jest określenie różnic wielkości produkcji i zużycia poszczególnych wariantów rozwojowych i odniesienia. W rozdziale 4 przedstawiono symulacje pracy układu w różnych wariantach dla ostatnich czterech lat w celu analizy jak układ będzie pracował przy różnym charakterze zapotrzebowania. Do analizy ekonomicznej potrzebne jest wartość uśredniona. W związku z tym opracowano uśredniony wykres uporządkowany. Na podstawie takiego wykresu powtórzono obliczenia symulacyjne. Istotne tu jest, że przyjęto, że w przypadku wariantów z pompą ciepła, dla obciążeń z zakresu od 8 MWt do 8,6 MWt nie będzie ograniczana moc pracujących silników a tylko pompy ciepła. Takie założenie pozwala na maksymalizację pracy silników i generację energii elektrycznej. Wyniki syntetyczne wielkości produkcji ciepła przedstawiono w tabeli 21 i na rysunku 25.

Tabela 23 Zestawienie wielkości produkcji ciepła w poszczególnych wariantach z podziałem na źródła ciepła

Wariant	Gaz	Pompa ciepła	Biomasa	Węgiel
Baz	215	0	0	241
Baz + PC	215	12	0	229
Bio-6	213	0	92	150
Bio-6 + PC	214	12	89	142
Bio-12	208	0	172	75
Bio-12 + PC	209	11	167	69



Rysunek 25. Zestawienie wielkości procentowych produkcji ciepła w poszczególnych wariantach z podziałem na źródła ciepła



W tabeli 22 przedstawiono zużycia paliw, produkcji energii elektrycznej netto oraz wielkość emisji CO₂ dla poszczególnych wariantów na podstawie obliczeń dla warunków średnich.

Tabela 24. Zużycia paliw, produkcji energii elektrycznej netto oraz wielkość emisji CO₂ dla poszczególnych wariantów

Wyszczególnienie	Jednostki	Baz	Baz + PC	Bio-6	Bio-6 + PC	Bio-12	Bio-12 + PC
Węgiel	GJ	293 381	279 165	183 446	172 651	91 344	84 061
Biomasa	GJ	0	0	111 985	108 511	210 285	203 256
Gaz	GJ	494 516	494 516	490 651	491 026	478 967	480 273
En el netto	MWh	58 858	58 111	58 398	57 704	57 007	56 447
Emisja CO ₂	Mg	55 277	53 927	44 619	43 614	35 222	34 603

W tabeli 23 przedstawiono różnice wielkości zużycia poszczególnych paliw i produkcji energii elektrycznej pomiędzy wariantem rozwojowym a odpowiednim wariantem bazowy.

Tabela 25. Zestawienie wielkości różnic w wielkości zużycia paliw, produkcji energii elektrycznej oraz emisji CO₂ dla poszczególnych wariantów rozwojowych względem ich wariantów bazowych

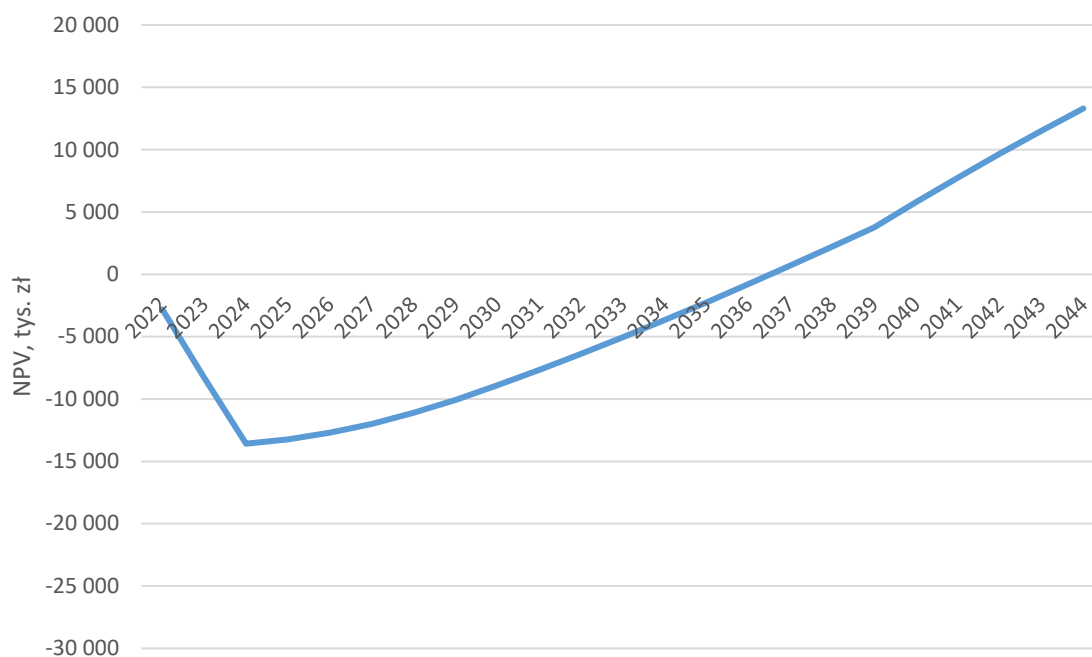
Wariant bazowy	Jednostki	Baz	Baz	Baz	Bio-6	Bio-12
Wariant rozwojowy		Bio-6	Bio-12	Baz + PC	Bio-6 + PC	Bio-12 + PC
Węgiel	GJ	-109 934	-202 036	-14 216	-10 795	-7 283
Biomasa	GJ	111 985	210 285	0	-3 473	-7 029
Gaz	GJ	-3 865	-15 549	0	375	1 306
En el netto	MWh	-460	-1 851	-746	-694	-560
Emisja CO ₂	Mg	-10 658	-20 055	-1 350	-1 005	-620

6.4 WYNIKI ANALIZY EKONOMICZNEJ

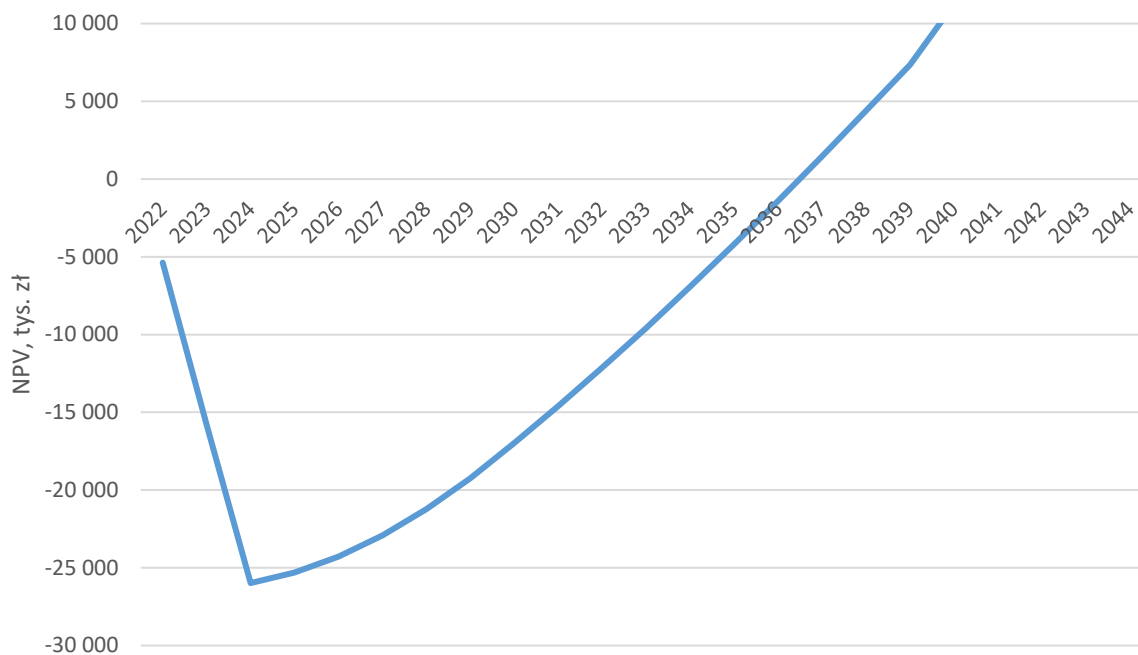
Dla każdego z wariantów wykonano obliczenia wartości NPV i IRR. Zestawienie wszystkich wartości IRR i NPV dla przedstawiono w tabeli 24. Dla lepszego zrozumienia wyników obliczeń na rysunkach przedstawiono profile wartości NPV.

Tabela 26. Zestawienie wartości IRR i NPV dla poszczególnych wariantów rozwojowych

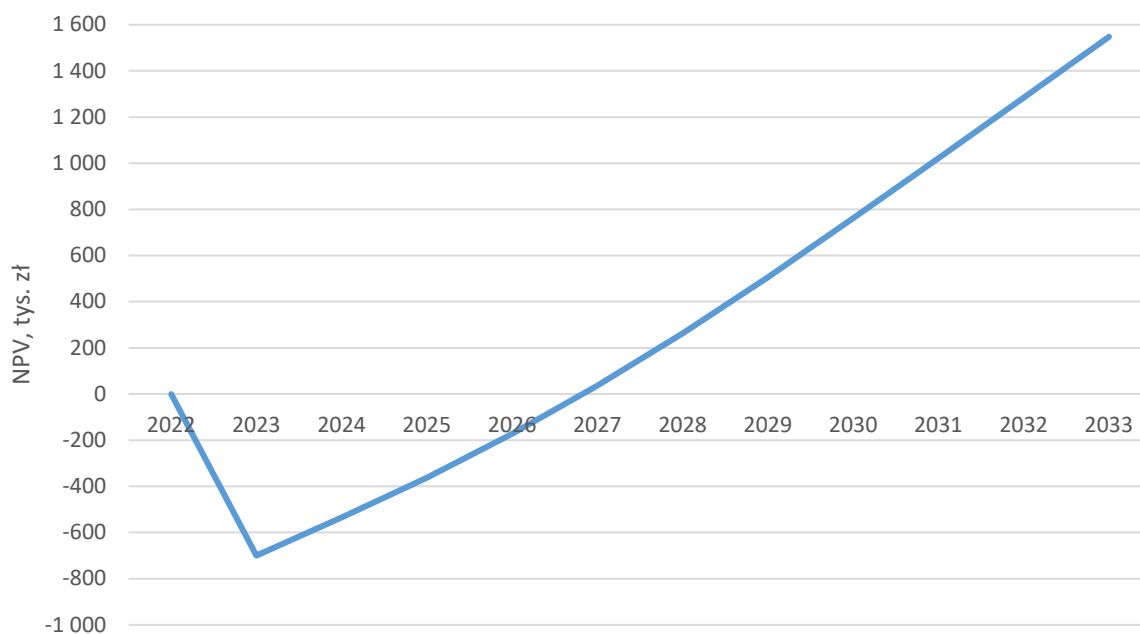
Wariant	Okres	NPV	IRR
	lat	tys. zł	%
Baz + PC	10	1 489	28%
Bio-6	20	14 363	9%
Bio-6 + PC	10	975	21%
Bio-12	20	27 676	10%
Bio-12 + PC	10	350	26%



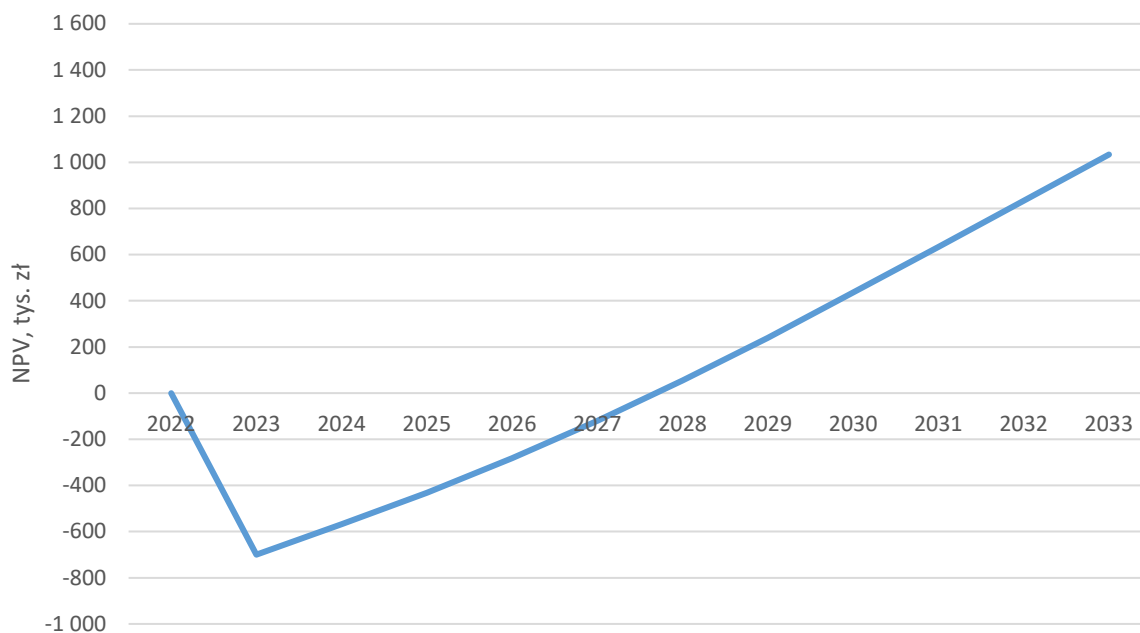
Rysunek 26. Profil wartości NPV dla wariantu BIO-6



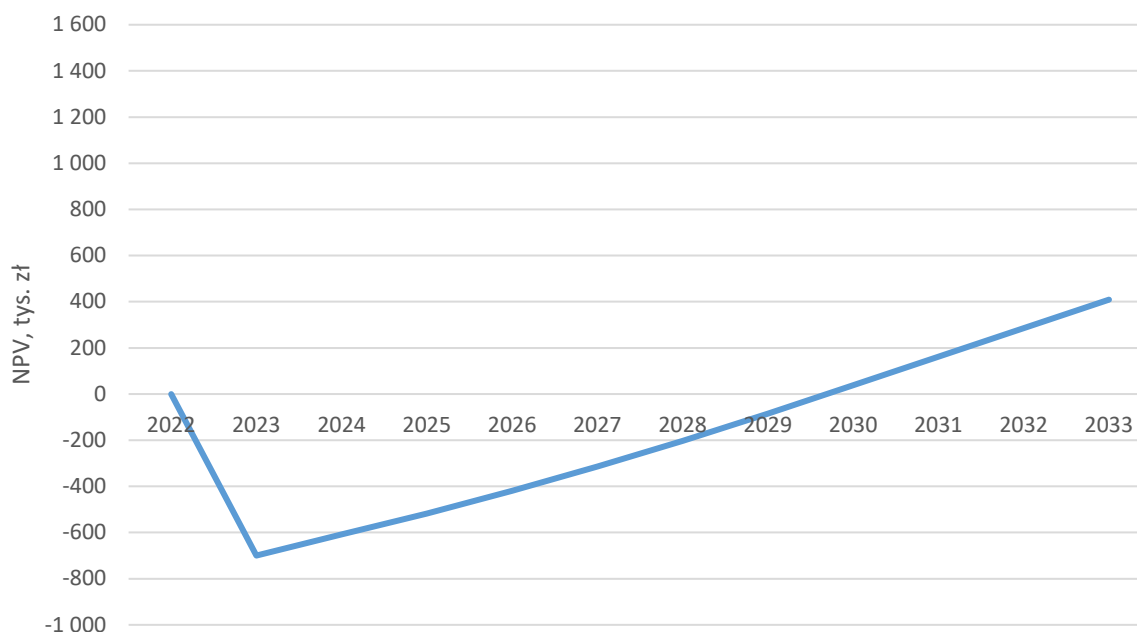
Rysunek 27. Profil wartości NPV dla wariantu BIO-12



Rysunek 28. Profil wartości NPV dla wariantu BAZ + PC



Rysunek 29. Profil wartości NPV dla wariantu Bio-6 + PC



Rysunek 30. Profil wartości NPV dla wariantu Bio-12 + PC

6.4.1 Analiza wrażliwości

W celu zbadania wrażliwości wyników analiz ekonomicznych na przyjęte założenia wykonano analizę wrażliwości. W tym celu dla następujących wielkości:

- nakład inwestycyjne,
- cena gazu,
- cena węgla,
- cena uprawnień do emisji CO₂,
- cena energii elektrycznej.
- cena biomasy

wykonano obliczenia polegających na tym, że każdy z tych parametrów był zmieniany o -5% i o +5% i badano zmianę wartości NPV. Wyniki zestawiono w tabeli 25. Z przedstawionych analiz wynika, że największą wrażliwość praktycznie wszystkie warianty wykazują na założoną wartość uprawnień na CO₂. Należy przy tym zauważyć, że prognozy cen CO₂ wydają się być najmniej dokładne i można spodziewać się istotnych zmian tych wartości w przyszłości.



Tabela 27. Zestawienie wyników analizy wrażliwości dla analizy ekonomicznej polegający na odchyleniu wartości założeń o +/-5% i badanie zmiany (procentowej) wartości NPV

Nazwa wariantu	Nakłady inwestycyjne		Cena gazu		Cena węgla		Cena upr. CO2		Cen en. El		Cena biomasy	
	-5%	5%	-5%	5%	-5%	5%	-5%	5%	-5%	5%	-5%	5%
Baz + PC	-3,8%	3,8%	0,0%	0,0%	4,5%	-4,5%	10,5%	-10,5%	-6,2%	6,2%	0,0%	0,0%
Bio-6	-7,3%	7,3%	1,0%	-1,0%	6,5%	-6,5%	18,4%	-18,4%	-0,7%	0,7%	-12,9%	12,9%
Bio-6 + PC	-5,7%	5,7%	-0,8%	0,8%	5,2%	-5,2%	11,7%	-11,7%	-8,6%	8,6%	3,3%	-3,3%
Bio-12	-7,3%	7,3%	2,1%	-2,1%	6,2%	-6,2%	18,0%	-18,0%	-1,5%	1,5%	-12,6%	12,6%
Bio-12 + PC	-14,5%	14,5%	-6,7%	6,7%	8,8%	-8,8%	18,2%	-18,2%	-17,6%	17,6%	16,8%	-16,8%

6.5 ANALIZA EKONOMICZNA ZASOBNIKA

Analiza ekonomiczna zasobnika było prowadzona w trzech wariantach. Zestawienie podstawowych danych zostało przedstawione w tabeli 26. Wycena wartości nakładów została zrobiona w oparciu o dane literaturowe oraz aktualizację ceny o wzrost kosztów na inwestycjach. Zysk stanowi zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w porównaniu do wariantu sprzedaży energii elektrycznej w stałym paśmie.

Tabela 28. Zestawienie podstawowych informacji o zasobniku a w tym jego pojemność w m³, nakłady inwestycyjne na budowę oraz roczne zyski z pracy przy założeniu pracy przez 4 miesiąc w roku (okres letni)

Scenariusz pracy	Pojemność	Nakłady inwestycyjne	Zysk roczny
	m ³	tys. zł	tys. zł/rok
Podstawa 2 MW	1 300	965	235
Podstawa 1 MW	1 600	1 188	310
Podstawa 0 MW	2 000	1 485	397

Dla takich założeń przeprowadzono uproszczoną analizę ekonomiczną zasobnika. W analizie uwzględniono nakłady inwestycyjne, przychody z tytułu zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz podatek od dodatknych zysków operacyjnych. W analizach założono stały zysk ze sprzedaży energii elektrycznej ponieważ w tej analizie istotna jest różnica cen energii elektrycznej a nie jej bezładne wartości. Analiza była przeprowadzona dla 15-to letniego horyzontu czasowego. Wyniki analiz ekonomicznych przedstawiono w tabeli 27. Z przedstawionych analiz wynika, że budowa zasobnika jest rentowna. Niestety wyniki będą silnie zależne od zmienności cen energii elektrycznej w ramach doby. Obecnie fotowoltaika zmienia cenę na tyle istotnie, że podczas dnia mogą być one niższe niż w nocy (w okresie letnim). Nie mniej jednak autorzy przekonani są, że wzrost udziału energii ze źródeł pogodowo zależnych tylko zwiększy te różnice przez co rentowność pracy zasobnika będzie jeszcze większa.

Tabela 29. Zestawienie wyników obliczeń rentowności dla zasobnika ciepła.

Scenariusz pracy	IRR
Podstawa 2 MW	18%
Podstawa 1 MW	20%
Podstawa 0 MW	20%

6.6 WNIOSKI Z ANALIZY EKONOMICZNEJ

Warianty rozwojowe zdefiniowane są w taki sposób, aby system mógł osiągnąć efektywność energetyczną w rozumieniu Dyrektywy o Efektywności Energetycznej (oprócz wariantu budowy tylko pompy ciepła). Efektywność energetyczna będzie pozwalała na to, aby możliwe było uzyskiwanie wsparcie dla systemu ciepłowniczego (źródło ciepła i system ciepłowniczy). To jest podstawową wartością tych wariantów. Brak jest jednak możliwości wpisania wprost w analizę ekonomiczną korzyści z tego tytułu. W związku z tym analiza ta ma wskazać nie czy wariant jest rentowny tylko który z wariantów pozwoli na osiągnięcie efektywności energetycznej w sposób bardziej ekonomiczny.

Z przedstawionych analiz wynika, że wszystkie rozważane warianty rozwojowe przy przyjętych założeniach są rentowne. Budowa kotła biomasowego zapewnia osiągnięcie statusu efektywnego energetycznie systemu zgodnie z obowiązującą Dyrektywą o Efektywności Energetycznej. Wariant z większym kotłem jest nieco bardziej rentowny niż z mniejszym ale jest to na tyle niewielka różnica, że o wyborze wielkości kotła powinna opierać się na innych przesłankach niż analiza ekonomiczna. Poza tym, trzeba pamiętać, że wynik tego wariantu w rzeczywistości będzie lepszy ponieważ pozwala on na uzyskaniu statusu systemu efektywnego energetycznie więc pozyskania w przyszłości funduszy na wsparcie co nie jest możliwe na bezpośrednie uwzględnienie w analizie ekonomicznej.

Analiza rentowności budowy pompy ciepła wskazuje bardzo wysoki poziom rentowności niezależnie od wariantu bazowego. Wyniki z tego, że jest to rentowna inwestycja. Ze względu na innowacyjność rozwiązania powinna ona jednak podlegać szczegółowej weryfikacji.



7 ANALIZA SWAT

Analiza SWAT budowy kotła biomasowego

Mocne strony	Słabe strony
• Zwiększenie efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa • Obniżenie kosztów uprawnień i zwiększenie uniezależnienia od cen uprawnień na rynku EU ETS • Zwiększenie elastyczności układu poprzez dodanie nowych jednostek wytwórczych (w szczególności przy budowie •	• Komplikacja układu wytwarzania – konieczność prowadzenia gospodarki dwupaliwowej • Biomas jest paliwem o większym zagrożeniu pożarowym niż węgiel (konieczność zwiększenia wymagań p. poż) •
Szanse	Zagrożenia
• Obniżenie kosztów emisji obniża koszty ciepła co zwiększa szansę na pozyskanie nowych odbiorców • Uzyskanie statusu systemu efektywnego energetycznie dzięki czemu będzie możliwość pozyskiwania środków pomocowych	• Zmienność cen biomasy (w związku z istniejącym sytuacją na rynku cen biomasy prawdopodobnie będą rosły) • Zmienność kosztów inwestycyjnych (możliwość istotnego wzrostu nakładów inwestycyjnych) •

Analiza SWAT instalowania pompy ciepła

Mocne strony	Słabe strony
• Zwiększenie efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa • Zwiększenie elastyczności zasilania układu	• Komplikacja układu i zwiększenie kosztów napraw
Szanse	Zagrożenia
• Zwiększenie elastyczności zasilania układu i obniżenie kosztów ciepła	• Możliwość zmian relacji cenowych i utrata rentowności przedsięwzięcia



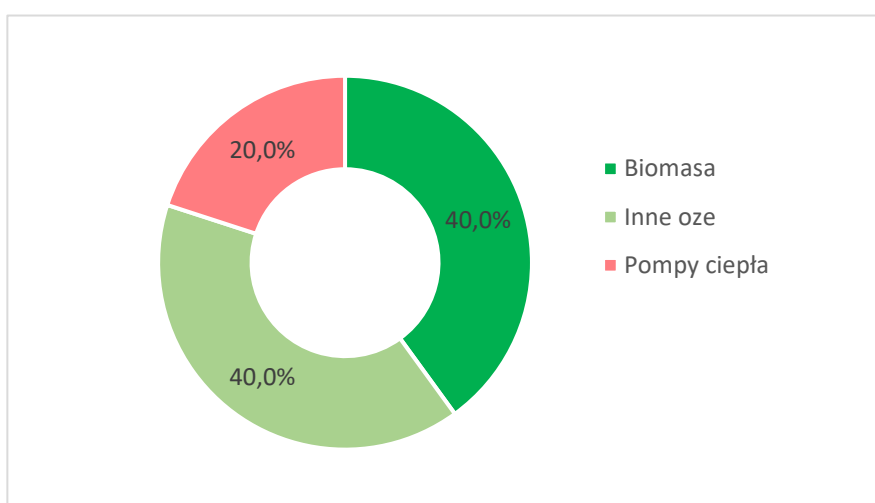
Analiza SWAT budowy zasobnika ciepła

Mocne strony	Słabe strony
• Zwiększenie efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa • Możliwość wykorzystania zasobnika w sytuacjach awaryjnych • Obniżenie kosztów uruchomień i odstawień jednostek w okresach przejściowych • Możliwość uzyskania znacznych przychodów w wyniku uzyskania bardzo dużej elastyczności produkcji ciepła i energii elektrycznej z silników (głównie w sezonie letnim)	• Komplikacja układu i zwiększenie kosztów napraw
Szanse	Zagrożenia
• Wzrost udział energii ze źródeł pogodozależnych generujący duże różnice cenowe energii elektrycznej • Pojawienie się operatorów wirtualnych elektrowni którzy będą potrafili świadczyć usługi na tego typu instalacjach	• Dynamiczna sytuacja na rynku budownictwa energetycznego i duży wzrost kosztów inwestycyjnych



8 Długoterminowa wizja rozwoju systemu ciepłowniczego

Polska jako członek Unii Europejskiej jest zobowiązana realizować politykę klimatyczną – energetyczną uzgodnioną wspólnie przez Komisję, Parlament i Rządy Krajów Członkowskich. Zgodnie z nią w 2050 r. gospodarka unijna ma osiągnąć stan neutralności klimatycznej, co w praktyce oznacza wyeliminowanie wykorzystania dla celów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego węgla i gazu ziemnego. Z punktu widzenia strategii rozwoju każdej firmy ciepłowniczej konieczne jest uwzględnienie tych politycznych zobowiązań. Niestety brak jest dziś politycznego dokumentu w skali kraju, który odnosiłby się do tej kluczowej daty. Przyjęta w lutym br. "Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku" [2] zgodnie z tytułem tego dokumentu kończy swoje prognozy na 2040 r. I jedyne co można stwierdzić to że zapowiada ona wprowadzenie mechanizmów prawnych i finansowych, które będą wspierały wdrożenie do ciepłownictwa technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii (oze). Jedyną opublikowaną wizję ciepłownictwa wykorzystującego energię tylko ze źródeł odnawialnych przedstawiono w ramach prezentacji wyników prac zespołu „Czyste ciepło” powołanego przez Ministra Klimatu w 2020 roku [3]. Wykorzystując metody modelowania matematycznego zespół ten określił prawdopodobną strukturę nośników ciepła w 2050 roku. W ślad za pracą [6] przedstawiono ją na rys. 31 oraz 32.



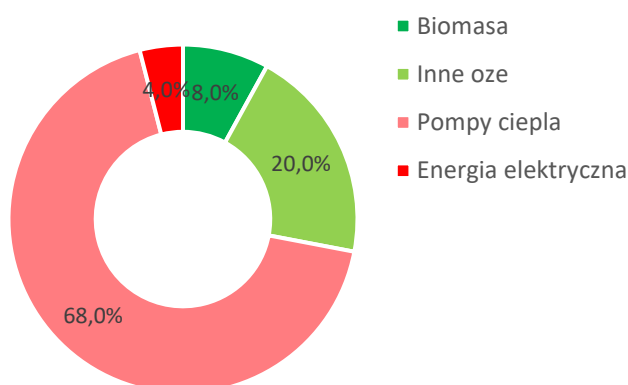
Rysunek 31. Prognozowana struktura pierwotnych nośników energii wykorzystywanych do wytwarzania ciepła użytkowego w systemach ciepłowniczych w 2050 r. [3, 4]

W przypadku systemów ciepłowniczych, z których część wobec ograniczenia zapotrzebowania na ciepło pewnie utraci efektywność ekonomiczną, ciepło wytwarzane będzie z biomasy oraz z innych źródeł odnawialnych. Te inne źródła odnawialne to w praktyce w niewielkim zakresie kolektory słoneczne, a przede wszystkim wodór spalany w silnikach lub turbinach gazowych. Będzie to tzw. „zielony wodór” wytworzony w elektrolizerach zasilanych energią elektryczną z wiatraków i ogniw



fotowoltaicznych. Uzupełniające znaczenie będą miały kolektory słoneczne. Mniej więcej dwukrotnie mniejsza będzie produkcja ciepła z wykorzystaniem pomp ciepła.

W przypadku źródeł indywidualnych podstawowe znaczenie będą miały pompy ciepła oczywiście zasilane energią elektryczną, która będzie w pełni wytwarzana z oze. „Inne oze” to w tym przypadku kolektory fotowoltaiczne, za 30 lat już zupełnie nowej generacji, być może perowskitowe¹ lub hybrydowe².



Rysunek 32 Prognozowana struktura pierwotnych nośników energii wykorzystywanych do wytwarzania ciepła użytkowego w źródłach indywidualnych w 2050 r. . [3, 4]

W przypadku źródeł indywidualnych widoczny będzie udział instalacji grzewczych zasilanych bezpośrednio energią elektryczną.

Ciepłownictwo systemowe w Polsce to w miastach powiatowych liczących kilkadziesiąt tysięcy mieszkańców aglomeracjach miejskich przede wszystkim, kotły wodne wykorzystujące węgiel jako paliwo. Wybudowane one zostały głównie w latach 70 – tych ubiegłego wieku, więc mają średnio około 50 lat. Były oczywiście modernizowane, niektóre bardzo głęboko, ale nie zmienia to faktu, że są zużyte i wymagają w najbliższych latach wymiany. Nie ulega wątpliwości, że nie są w stanie dotrwać do 2050 r. Wobec szybko rosnących cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla, koszty zmienne wytwarzania ciepła w technologiach węglowych przestają być konkurencyjne w stosunku do innych technologii. Kotły wodne dodatkowo muszą zostać przystosowane do nowych (w perspektywie 8 – 10 lat) ostrzejszych wymagań w zakresie emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu. Urządzenia wytwórcze w ciepłownictwie systemowych wymagają dużych nakładów inwestycyjnych i nastała najlepsza pora na zmianę technologii wytwarzania ciepła.

¹ Elastyczne ogniwa fotowoltaiczne, które można nakładać bezpośrednio na elewacje budynków.

² Ogniwa fotowoltaiczne wytwarzające oprócz energii elektrycznej także ciepło.



Zasilane węglem kotły wodne powinny sukcesywnie być zastępowane źródłami biogazowymi lub tłokowymi silnikami spalinowymi na gaz ziemny. Gaz ziemny nie jest oczywiście bezemisyjny z punktu widzenia dwutlenku węgla, ale technologie gazowe są mniej więcej dwa razy mniej emisyjne niż węglowe. Gaz ziemny musi zostać wyeliminowany przed 2050 rokiem, więc na eksploatację tych instalacji pozostaje 30 lat. Przyjmuje się, że czas silnika gazowego to około 20 lat, a to oznacza, że operację ich wymiany trzeba przeprowadzić do 2030 roku. Czasu jest mało. Kotły wodne w mniejszych systemach powinny być zamieniane na silniki spalinowe zasilane gazem, a wszędzie tam gdzie gaz nie jest dostępny kottami na biomasę.

Hasło „gaz jako paliwo przejściowe” znalazło już swoje miejsce w publicystyce energetycznej (m. innymi [4]). Trzeba podkreślić, że chodzi tu o gaz ziemny, a „przejściowe” bo około 2050 roku zostałyby zastąpione innym gazem – wodorem. Powszechnie ocenia się, że największym nie rozwiązany jeszcze problem, pozwalającym na powszechne wytwarzanie energii elektrycznej tylko ze źródeł oze, jest dostosowanie chwilowego wytwarzania do zmiennego w czasie zapotrzebowania. Nie da się tego zrobić bez magazynowania olbrzymich ilości energii. Powszechnie uważa się także, że jedną z najbardziej perspektywicznych technologii jest magazynowanie energii w postaci wodoru. Wodór wytworzony w procesie elektrolizy z wody, w okresie kiedy wytwarzanie energii z oze przekracza zapotrzebowanie, będzie magazynowany, a następnie spalany w okresie gdy zapotrzebowanie przewyższa wytwarzanie z oze. Energia elektryczna wytworzona z wodoru bilansowała będzie chwilową podaż z popytem. Tu pojawia się drugie życie dla instalacji wykorzystujących pierwotnie gaz ziemny. Czołowe wytwórnie produkujące turbiny i tłokowe silniki gazowe już dziś dopuszczają spalanie gazu ziemnego z domieszką około 30 % wodoru (udział objętościowy, energetycznie jest to około 10%). Wszystkie też deklarują, że około 2030 r. dostępne będą turbiny i silniki gazowe spalający czysty wodór. Turbina gazowa wraz z komorą spalania i sprężarką czy tłokowy silnik spalinowy to tylko część instalacji i to najmniej trwała. Pozostałe elementy, niezależnie od tego, czy spalany jest metan, czy wodór, pozostają niezmienione. Będą mogły być wykorzystane także po 2050 roku, kiedy odejdziemy od gazu ziemnego, a będziemy spalać tylko wodór.

Krajowe systemy ciepłownicze wykorzystują obecnie do przesyłu ciepła sieci wysokotemperaturowe, tj. sieci w których przy największym zapotrzebowaniu na ciepło temperatura wody sieciowej dochodzi do 120 °C. W przypadku zasilania sieci źródłami wykorzystującymi oze (pompy ciepła, kolektory) oraz stosowania powszechnie magazynów ciepła temperatura ta jest zdecydowanie zbyt wysoka. Konieczne jest przejście na sieci niskotemperaturowe z maksymalną temperaturą na poziomie 60 °C i oczywiście dostosowanie do nich instalacji wewnętrznych.

Przystosowanie systemu ciepłowniczego do nowych warunków będzie wymagało jego rozbudowania o magazyny ciepła, zarówno krótko jak i długoterminowe. Istotne znaczenie będą miały magazyny usytuowane w pobliżu odbiorców ciepła. Problemem będzie znalezienie dla nich miejsca. I tu znów warto pomyśleć o tym już dzisiaj. W projektowanych i budowanych osiedlach mieszkaniowych i budynkach użyteczności publicznej, wszędzie tam gdzie jest to możliwe trzeba zabezpieczyć miejsce na taki magazyn. Pod parkingiem, boiskiem, placem zabaw trzeba przewidzieć możliwość wybudowania za 10 – 15 lat magazynu ciepła.



W przypadku źródeł indywidualnych sprawa jest zdecydowanie prostsza. Ogniwo fotowoltaiczne i pompa ciepła to standardowe rozwiązanie na dodatek w pełni rozwinięte technologicznie i już dzisiaj zbliżające się poziomem kosztów do kotłów gazowych.

Co takie uwarunkowania oznaczają dla PEC Skierniewice ? Podjęto już decyzję o budowie silników spalinowych. Ta decyzja leży na prognozowanej ścieżce przekształceń ciepłownictwa systemowego. Warunek ten spełniają także proponowane działania modernizacyjne polegające na budowie kotła biomasowego, najpierw o mocy 6 MW. Oznacza to, że po zakończeniu tych inwestycji w istniejących kotłach węglowych będzie się wytwarzało zaledwie około 20% ciepła . Można wstępnie ocenić, że w momencie kolejnego zaostrzenia standardów emisyjnych, czyli około 2030 roku racjonalne będzie wyłączenie z eksploatacji kotłów wodnych. Do rozważenia pozostaną wtedy 2 technologie:

- kolejny kocioł biomasowy (mogą być trudności z pozyskaniem dla niego biomasy),
- kolektory fotowoltaiczne lub (i) kolektory słoneczne (ew. hybrydowe) w układzie dużej farmy lub układów rozproszonych,
- pompy ciepła dużej mocy zasilana energią elektryczną z oze oraz kilka długoterminowych magazynów ciepła zlokalizowanych w pobliżu odbiorców.

Decyzje w tym zakresie mogą być odłożone do około 2025 roku, a do tego czasu należy się spodziewać szerszych doświadczeń wynikających z rozpoczętych w kraju przeobrażeń systemów ciepłowniczych i znaczącego rozwoju technologii pomp ciepła i kolektorów

Konieczne jest podjęcie działań pozwalających na obniżanie temperatury wody sieciowej, tak aby w perspektywie 10 – 15 lat odbiorcy byli przygotowani do zasilania wodą o temperaturze nie wyższej niż ok. 60 °C.

Ponieważ technologie oze dla indywidualnych źródeł są lepiej rozwinięte niż dedykowane do systemów ciepłowniczych nie należy przewidywać rozbudowy sieci ciepłowniczej i podłączania znacznej liczby nowych odbiorców. Za celowe należy uznać uruchomienie usługi budowy i eksploatacji systemów indywidualnych przygotowanych do zasilania ciepłem ze źródeł odnawialnych. Działania takie pozwolą na powiększenie sprzedaży mimo zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło u dotychczasowych odbiorców.



9 IDENTYFIKACJA MOŻLIWYCH ŹRÓDEŁ POZYSKANIA ŚRODKÓW ZEWNĘTRZNYCH NA REALIZACJĘ INWESTYCJI

Realizacja programu inwestycyjnego wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Spółka w ostatnich latach wykonała szereg inwestycji w instalacje oczyszczania spalin. Obecnie (sierpień 2021) realizowane są inwestycje w układy kogeneracyjne. Na podstawie przeprowadzonych analiz zalekomendowano budowę kotła biomasowego. Jest to kolejna inwestycja, która musi być zrealizowana w modernizację źródła ciepła.

W związku z koniecznością tak wielu inwestycji niezbędne jest korzystanie z kapitału obcego. Poza tym korzystanie z kapitału może być również formą dywersyfikacji ryzyka inwestycyjnego. Rentowność wielu inwestycji w energetyce jest obecnie niska głównie z dlatego, że inwestycje energetyczne są coraz bardziej kapitałochłonne a kluczową sprawą w osiągnięciu rentowności jest wielkość nakładów inwestycyjnych które ponoszone są w pierwszych latach procesu inwestycyjnego. W związku z tym wskazanym a wręcz w wielu przypadkach niezbędnym elementem jest pozyskanie funduszy pomocowych. Będzie to coraz ważniejsze ponieważ przechodząc na inwestycje oparte o energię słoneczną czy wiatrową koszty operacyjne są znikome a główną rolę odgrywają nakłady inwestycyjne.

W Polsce jest szereg źródeł, z których można pozyskać wsparcie finansowania inwestycji. Wydaje się jednak, że głównym źródłem może być NFOŚiGW. Szczegół i możliwości finansowania zależą od aktualnie uruchamianych programów. Drugim źródłem są tzw. Fundusze Norweskie. Forma wsparcia i jej celowość musi być każdorazowo badana i szczegółowo analizowana przy budowie finansowania inwestycji. Każda forma wsparcia pozwalająca na obniżenie nakładów inwestycyjnych będzie istotnie zwiększała rentowność inwestycji ponieważ jak wskazała analiza wrażliwości koszty inwestycyjne we wszystkich wariantach mają duży wpływ na rentowność.



9 PODSUMOWANIE I REKOMENDACJE

Budowa kotłów biomasowych

W ramach pracy przeanalizowano wiele wariantów możliwości modernizacji systemu ciepłowniczego w taki sposób aby system osiągnął status systemu efektywnego energetycznie. Po analizach stwierdzono, że jedynie kotły biomasowe przy obecnych warunkach dają możliwość osiągnięcia pozytywnych wyników analiz ekonomicznych i w raporcie opisane dwa warianty modernizacji tj. kocioł biomasowy o mocy 6 MW i 12 MW. Moc 6 MW została wyznaczona tak aby minimum mocy kotła (z odpowiednio dużym zapasem) pozwalało na to że system będzie efektywny. Moc 12 MW wynika z maksymalnej mocy jak umożliwia na przebudowę bez modernizacji układów zasilania w paliwo.

Z analiz ekonomicznych wynika, że oba warianty dają pozytywny wynik i to różniący się bardzo niewiele. W związku z tym wybór mocy kotła powinien odbyć się na podstawie innych kryteriów. W opinii autorów wydaje się, że kocioł mniejszy pozwala na większą elastyczność. W obu przypadkach tj. dla kotła 6 i 12 MW będzie istniała konieczność włączenia na zapotrzebowania szczytowe kotła WR-25, przy czym w przypadku kotła biomasowego o mocy 6 MW to kocioł ten będzie uruchamiany na 400-500 godzin rocznie z obciążeniem minimalnym w przypadku kotła biomasowego o mocy 12 MW ten czas będzie minimalny ale wydaje się, że może być to niezbędne. Ruchowo wydaje się, że łatwiejsze będzie prowadzenie kotła małego. Poza tym kocioł mały będzie pracował więcej czasu ze swoją mocą maksymalną, tj. ze sprawnością optymalną. Drugim argumentem jaki przemawia za mniejszym kotłem biomasowy jest mniejsze zapotrzebowania na biomasę. Przekłada się to np. na mniejszy promień z jakiego ta biomasa będzie musiała być pozyskiwana. Według dyrektywy RED II będzie trzeba doliczać do biomasy ilość energii nieodnawialnej zużytej na pozyskanie tej biomasy.

W związku z tym rekomendowane jest budowa mniejszego kotła biomasowego tj. o mocy około 6 MW. Dokładna moc kotła może być ustalona w wyniku dialogu technicznego z dostawcami, w którym będzie możliwe uwzględnienie wszystkich uwarunkowań PEC i dostawców.

W przypadku podjęcia decyzji o budowie kotła biomasowego niezbędne jest:

- 1. W pierwszej kolejności podjęcie próby zakontraktowania odpowiednich ilości biomasy – należy spodziewać się, że w najbliższym okresie wzrośnie istotnie zainteresowanie biomasą**
- 2. Rozpoczęcie niezwłocznie dialogu technicznego z dostawcami kotłów ponieważ wydaje się, że ceny inwestycji będą rosły w związku z koniecznością dostosowania polskich ciepłowni do warunków dyrektywy MCP**

Budowa pompy ciepła do wykorzystania ciepła odpadowego z silników

Wariant budowy pompy ciepła do wykorzystania ciepła odpadowego z silników ciepła był rozważany jako wariant niezależny. Analiza ekonomiczna wykazała, że budowa takiej instalacji jest opłacalna. Zastosowanie pompy ciepła daje niewielką część produkcji ciepłowni ale zwiększa udział energii odnawialnej więc również zmniejsza wielkość emisji CO₂. Pompa ciepła daje też możliwości pewnej elastyczności. **W związku z tym niezbędne jest na tym etapie rozpoczęcie dialogu technicznego z**



dostawami pomp ciepła aby możliwe było zweryfikowania/modyfikacja obecnych projektów silników tak aby zminimalizować koszty budowy instalacji współpracujących silnik-pompa ciepła

Budowa zasobnika ciepła

Analiza rentowności budowa zasobnika ciepła został oparta o analizę tylko jednego roku. Wynika to z faktu, że rynek cen energii elektrycznej zmienia się istotnie. Coraz większy udział fotowoltaiki zmniejsza różnice cen między dniem a nocą. Obecna analiza wykazała rentowność takiego rozwiązania przy czym:

- Jako przychód przyjęto 100% różnicy pomiędzy cenami podczas dnia i nocy
- Wycena kosztów budowy zasobnika jest bardzo szacunkowa (brak danych z ostatnich lat o rzeczywistych kosztach budowy z ostatnich lat)

Na pewno nie uda się w 100% z prognozować prawidłowo cen energii elektrycznej i tak prowadzić pracę zasobnika aby to wykorzystać. Bardziej szczegółowe analizy tu nie dadzą dokładniejszego wyniku ponieważ przewidywane zmiany na rynku energii elektrycznej wpłyną silniej na wynik ekonomiczne niż bardziej szczegółowe analizy.

Należy jednak zakuwać, że:

- W najbliższym czasie na pewno nastąpi wzrost udziału źródeł pogodozależnych (rozwój fotowoltaiki i siłowni wiatrowych morskich i lądowych)
- Rozwój ten spowoduje na pewno zwiększeni dynamiki zmian cen energii elektrycznej co daje możliwości generowania dużych zysków przy wykorzystaniu elastyczności źródeł energii elektrycznej
- Silniki tłokowe mają obecnie największe możliwości zmian dynamicznych mocy ale po to aby były rentowne muszą pracować jak układu kogeneracyjne
- Dobudowa zasobnika ciepła do silników tłokowych przy relatywnie niskim nakładzie inwestycyjnym daje bardzo dużą elastyczność która na rynku o zmiennych cenach energii elektrycznej pozwala generować duże zyski.

W związku z powyższymi argumentami następując stwierdzenia wydają się prawdziwe.

- Obecne pozytywne wyniki ekonomiczne pracy zasobnika nie dają podstawy do podjęcie decyzji o realizacji inwestycji w związku z dużymi wątpliwościami co do słuszności przyjętych założeń (czy założenia potwierdzą się przyszłości. Decyzja ta jest racjonalna zważywszy, że nie ma jeszcze silników i Zleceniodawcę przyjął założenie, że pierwszy rok pracy silników będzie rokiem rozruchowym i silniki powinny pracować stabilnie.
- W przyszłości istnieje duży potencjał do generowania zysków w oparciu o silniki tłokowe współpracujące z zasobnikiem ciepła ale do tego potrzebne jest aktywne uczestnictwo w rynku energii elektrycznej.
- Na tym etapie niezbędne jest zarezerwowanie odpowiedniej wielkości terenu na budowę zasobnika i tu dużo większego niż obecnie wychodzi. W opinii autorów zmiany na rynku energii pozwolą generować duże zyski przez podmioty mogące generować energię elektryczną z dużą elastycznością.



11 BIBLIOGRAFIA

- [1] „<https://handel-emisjami-co2.cire.pl/>,” [Online].
- [2] „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.,” Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszaw, 2021.
- [3] „Raport zespołu Czyste ciepło opracowany na prośbę Ministra Klimatu, ;,” Warszaw, 2020.
- [4] J. Lewandowski, „Gaz ziemny – paliwo przejściowe od węgla do wodoru,” *Academia*, 1/2021.
- [5] Forum Energii,, „Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie,” Warszawa, 2020.
- [6] J. Lewandowski, „Zielone Ciepło,” *Nowa Energia*, 4/2021.